ÉNERGIES

EXTRAIT GRATUIT

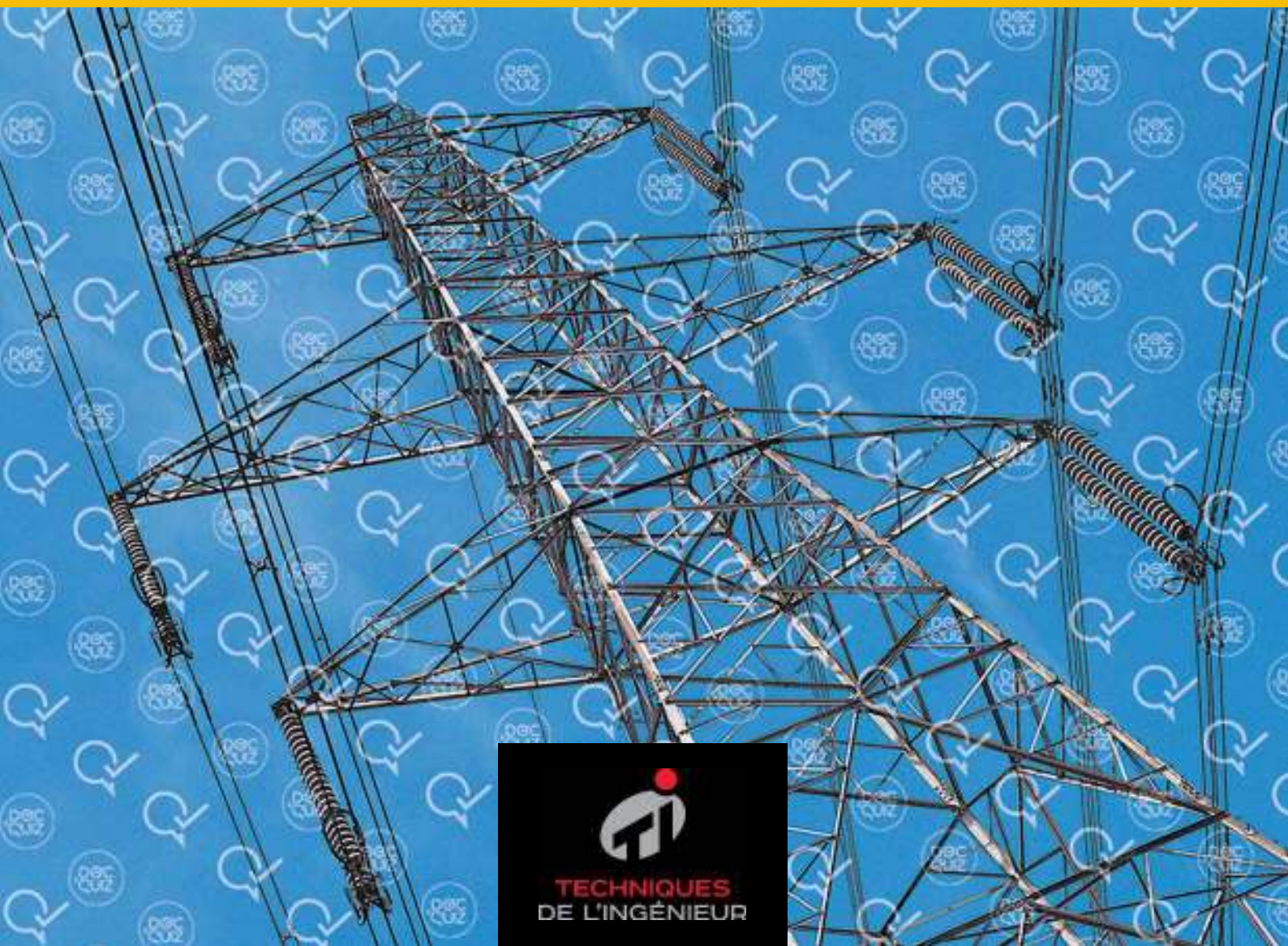
DOC & QUIZ

Ti302 - Réseaux électriques et applications

Généralités sur les réseaux électriques

Réf. Internet : 42261

Actualisation permanente sur
www.techniques-ingenieur.fr



TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR

Techniques de l'Ingénieur

La plus importante ressource documentaire scientifique et technique en français

Une information fiable, claire et actualisée

Validés par un comité scientifique et mis à jour en permanence sur Internet, les articles Techniques de l'Ingénieur s'adressent à tous les ingénieurs et scientifiques, en poste ou en formation.
Outil d'accompagnement de la formation et de la carrière des ingénieurs, les ressources documentaires Techniques de l'Ingénieur constituent le socle commun de connaissances des acteurs de la recherche et de l'industrie.

Les meilleurs experts techniques et scientifiques

Plus de 200 conseillers scientifiques et 3 500 auteurs, industriels, chercheurs, professeurs collaborent pour faire de Techniques de l'Ingénieur l'éditeur scientifique et technique de référence.
Les meilleurs spécialistes sont réunis pour constituer une base de connaissances inégalée, vous former et vous accompagner dans vos projets.

Une collection 100 % en ligne

• Accessibles sur www.techniques-ingenieur.fr, les dernières nouveautés et actualisations de votre ressource documentaire
• Les articles téléchargeables en version PDF

Des services associés

Rendez-vous sur votre espace « Mon compte » en ligne pour retrouver la liste des services associés à vos droits d'accès et les utiliser.

Des services associés

Pour toute information, le service clientèle reste à votre disposition :
Tél : 01 53 35 20 20 I Fax : 01 53 26 79 18 I Mail : infos.clients@teching.com

Cet ouvrage fait partie de

Réseaux électriques et applications

(Réf. Internet ti302)

composé de :

Généralités sur les réseaux électriques	Réf. Internet : 42261
Réseaux électriques de transport et de répartition	Réf. Internet : 42263
Réseaux électriques de distribution publique	Réf. Internet : 42264
Réseaux électriques industriels et tertiaires	Réf. Internet : 42265
Problématiques communes des réseaux électriques : du fonctionnement au comptage	Réf. Internet : 42266
Problématiques communes des réseaux électriques : ingénierie	Réf. Internet : 42267
Applications électromécaniques	Réf. Internet : 42268
Électrothermie industrielle	Réf. Internet : 42270

Sur www.techniques-ingenieur.fr

• Saisissez la référence Internet pour accéder directement aux contenus en ligne
• Retrouvez la liste complète des ressources documentaires

Cet ouvrage fait partie de

Réseaux électriques et applications

(Réf. Internet ti302)

dont les experts scientifiques sont :

Alain DOULET
Directeur Prospective à la Direction Réseau et patrimoine d'ERDF, Ancien Directeur réseau d'ERDF (EDF Réseau Distribution)

Jean-Paul HORSON
Ingénieur de l'Ecole Nationale Supérieure des Ingénieurs Electriciens de Grenoble, Ancien Attaché auprès du Directeur technique Electricité d'EDF-Distribution

Sur www.techniques-ingenieur.fr

• Saisissez la référence Internet pour accéder directement aux contenus en ligne
• Retrouvez la liste complète des ressources documentaires

Les auteurs ayant contribué à cet ouvrage sont :

Pierre BACHER
Pour les articles : D4003 – D4004

Pierre BORNARD
Pour l'article : D4000

Alain DOULET
Pour l'article : D4000

André LALLEMAND
Pour l'article : D4002

Pierre LAVY
Pour les articles : D4008 – D4009

Jacques MAUNAND
Pour l'article : D4001

Éric MOUGIN
Pour l'article : D4920

Bernard MULTON
Pour les articles : D4005 – D4006

Jacques PERCEBOIS
Pour l'article : BE9751

Sur www.techniques-ingenieur.fr

• Saisissez la référence Internet pour accéder directement aux contenus en ligne
• Retrouvez la liste complète des ressources documentaires

Généralités sur les réseaux électriques
(Réf. Internet 42261)

SOMMAIRE

1– Généralités sur l'économie des systèmes électriques	Réf. Internet	page
Réseaux électriques. Avant-propos	**D4000**	11
Principes d'une tarification au coût de développement pour l'électricité	**D4920**	13
Marché de l'éléctricité	**BE9751**	17

2– Production d'électricité	Réf. Internet	page
Production d'électricité par turbine à gaz	**D4001**	23
Production d'énergie électrique par centrales thermiques	**D4002**	27
Production d'énergie électrique par centrales nucléaires	**D4003**	31
Stratégies de développement des filières nucléaires	**D4004**	35
Production d'énergie électrique par sources renouvelables	**D4005**	39
Sources renouvelables d'électricité. Des chiffres pour comparer	**D4006**	43
Production d'électricité par aménagements hydrauliques	**D4008**	45
Production d'électricité par petites centrales hydroélectriques	**D4009**	51

Sur www.techniques-ingenieur.fr

• Saisissez la référence Internet pour accéder directement aux contenus en ligne
• Retrouvez la liste complète des ressources documentaires

Sur www.techniques-ingenieur.fr

- Saisissez la référence Internet pour accéder directement aux contenus en ligne
- Retrouvez la liste complète des ressources documentaires

Généralités sur les réseaux électriques
(Réf. Internet 42261)

1– Généralités sur l'économie des systèmes électriques	Réf. Internet	page
Réseaux électriques. Avant-propos	**D4000**	11
Principes d'une tarification au coût de développement pour l'électricité	**D4920**	13
Marché de l'éléctricité	**BE9751**	17

2– Production d'électricité

Sur www.techniques-ingenieur.fr

• Saisissez la référence Internet pour accéder directement aux contenus en ligne
• Retrouvez la liste complète des ressources documentaires

Référence Internet
D4000

Réseaux électriques

Avant-propos

par **Alain DOULET**
Ancien directeur réseau d'ERD (EDF Réseau distribution)
et **Pierre BORNARD**
Vice-président du directoire
Directeur général délégué de RTE (Réseau de transport d'électricité)

Le réseau électrique peut se définir comme l'infrastructure permettant la mise en relation entre la production d'électricité et les usages finaux. En réalisant cette interface, le réseau assure non seulement un lien physique permettant la circulation des flux d'énergie mais aussi une mise à disposition de services pour la collectivité qu'il irrigue :

– il permet de tirer pleinement parti du foisonnement des usages ;
– il permet des économies d'échelle et l'optimisation des outils de production ;
– il accroît la sûreté d'alimentation grâce à la redondance et à la mutualisation des ressources.

Mettant en regard l'offre et la demande, il joue nécessairement un rôle majeur dans la réalisation et le suivi de l'équilibre, en étant la structure clé des « systèmes électriques », c'est-à-dire des ensembles interconnectés production – transport/distribution – consommation. Ceux-ci sont d'immenses machines distribuées, couvrant parfois des zones à l'échelle de continents. Ils sont régis par des lois physiques qui rendent leur gestion complexe et délicate, car leur bon fonctionnement repose sur des équilibres de chaque instant qui ne sont jamais acquis et sur le respect d'innombrables contraintes techniques évoluant au cours du temps.

Le concept très général de réseau électrique cache en fait plusieurs segmentations :

– le réseau est à la fois un système et un ensemble d'éléments physiques. Il est en effet constitué de multiples matériels électrotechniques (lignes, câbles, transformateurs, appareils de coupure, contrôle-commande) associés de manière coordonnée et c'est cette association qui constitue le réseau. Il doit

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4920

Principes d'une tarification au coût de développement pour l'électricité

par **Éric MOUGIN**
EDF Direction financière France
Pôle Économie tarifaire

1.	**Tarifs réglementés de l'électricité en France**	D 4 920	- 2
1.1	Panorama	—	2
1.2	Cadre réglementaire, environnement institutionnel	—	2
2.	**Principes et contraintes**	—	2
3.	**Coûts à couvrir par les tarifs réglementés**	—	3
4.	**Coûts marginaux : concepts et calculs pratiques**	—	3
4.1	Définitions générales en économie	—	3
4.2	Cas de l'électricité	—	4
4.3	Calcul des coûts marginaux pour la tarification	—	4
5.	**Passage des coûts marginaux aux structures tarifaires**	—	9
5.1	Principes de passage des coûts marginaux aux tarifs	—	9
5.2	Composantes d'une structure tarifaire intégrée optimale	—	9
5.3	Tarifs verts/jaunes/bleus	—	10
6.	**Niveau des tarifs**	—	12
6.1	Généralités	—	12
6.2	Bouclage financier	—	12
7.	**Impact de la tarification au coût marginal**	—	12
8.	**Conclusion**	—	13
8.1	Bilan de la tarification de l'électricité du point de vue du monopole	—	13
8.2	Modification de l'environnement	—	13
8.3	Évolution des tarifs et situation actuelle	—	14
Pour en savoir plus		Doc. D 4 920	

La tarification idéale de l'électricité répond à deux objectifs : d'une part fournir les recettes qui permettent de financer le fonctionnement du système de production et d'acheminement et d'autre part envoyer des signaux de prix permettant l'optimisation du système.

Or, l'électricité est caractérisée par la grande variabilité de la demande au cours du temps et la quasi-impossibilité de son stockage. Toute la chaîne de production, de transport et de distribution doit être conçue pour satisfaire en temps réel une demande connaissant d'amples fluctuations. Par exemple, la demande en France a évolué entre 32 et 89 GW en 2006. Il est aisément concevable que le coût de la fourniture d'un kilowattheure soit alors très dépendant de la période (pointe ou creux de la demande) pendant laquelle il est appelé.

Au niveau de la production, pour satisfaire la demande d'électricité, il existe une grande variété de moyens de production dont les caractéristiques technico-économiques sont très variables, depuis les moyens de base, pour lesquels les investissements sont élevés et les coûts proportionnels à l'énergie produite très faibles, jusqu'aux moyens de pointe sensiblement plus légers en capital, mais pour lesquels le combustible est un poste important du prix de revient. La forme de la demande d'électricité, qui détermine la composition optimale du parc de production, a donc une incidence majeure sur les coûts de production.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite. – © Editions T.I.

Parution : août 2008

Au niveau de la consommation, de nombreux clients sont sensibles aux modulations de prix. Ainsi, l'offre de prix bas lorsque les coûts sont bas et des prix élevés lorsque les coûts sont hauts, peuvent les inciter à modifier leurs habitudes de consommation en adéquation avec les coûts engendrés par cette consommation. La tarification n'a toutefois pas pour but d'agir ***a priori*** *sur la courbe de charge en distordant artificiellement les prix, mais de refléter le coût des kilowattheures consommés.*

Le présent article explique la méthode utilisée pour déterminer la structure, théoriquement optimale, qui guide l'évolution des tarifs réglementés de vente de l'électricité en France, c'est-à-dire des prix régulés par les pouvoirs publics et proposés uniquement par les opérateurs historiques de l'électricité en France et qui était appliquée du temps du quasi-monopole de vente d'EDF. À ces tarifs réglementés de vente s'ajoutent maintenant des offres de prix libres proposées par les opérateurs historiques et les nouveaux opérateurs du marché aval de l'électricité.

Il est important de préciser que, du fait de l'évolution de l'environnement institutionnel, cet article ne présentera pas la détermination fine du tarif d'acheminement (qui est du ressort de la Commission de régulation de l'énergie) mais fera référence à ce tarif pour la détermination des tarifs intégrés (donc y compris l'acheminement).

1

1. Tarifs réglementés de l'électricité en France

1.1 Panorama

En 2007, la consommation totale brute sur le système électrique français était de 478 TWh, pour plus de 30 millions de sites raccordés, la consommation hors pertes étant de 448 TWh. La production totale française s'élevait à 545 TWh.

Depuis 2000, le marché aval de l'électricité s'ouvre progressivement à la concurrence (les étapes de cette ouverture peuvent par exemple être trouvées sur le site Internet de la Commission de régulation de l'énergie, CRE). Par conséquent, deux logiques coexistent en matière de prix de détail :

– les tarifs réglementés de vente fixés par les pouvoirs publics en fonction des coûts de l'électricité (production, commercialisation et acheminement) délivrée par le fournisseur historique EDF pour ce segment de clients ;

– les prix de la fourniture au marché, fixés à partir des prix de gros de l'électricité qui eux-mêmes dépendent de l'équilibre entre production et consommation sur la plaque européenne, auxquels s'ajoutent les coûts de commercialisation et d'acheminement.

Les tarifs réglementés sont proposés uniquement par les fournisseurs dits historiques (EDF et distributeurs non nationalisés), alors que les prix « de marché » le sont par les fournisseurs historiques et les fournisseurs alternatifs.

Sept ans après le début de cette ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence, la clientèle restée aux tarifs réglementés est encore prépondérante. En effet, au 1er avril 2007, sur les 4,7 millions de sites éligibles, donc pouvant quitter les tarifs réglementés, seuls 16,5 % l'ont fait.

Depuis le 1er juillet 2007, tous les consommateurs français peuvent choisir de quitter les tarifs réglementés, mais le niveau des prix sur le marché de gros et l'incertitude concernant l'évolution des prix « libres » de détail font que peu de clients nouvellement éligibles ont exercé ce droit.

1.2 Cadre réglementaire, environnement institutionnel

Le terme « tarifs réglementés de vente d'électricité » est défini dans la loi 2006-1537 du 7 décembre 2006 modifiant la loi 2000-108 du 10 février 2000.

Ces tarifs sont fixés par les pouvoirs publics qui décident de leurs évolutions, après avis de la CRE.

Ce sont des prix « intégrés » qui financent notamment l'acheminement et la production, le tarif d'acheminement (tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou TURPE) étant déterminé par la CRE et promulgué par les pouvoirs publics.

2. Principes et contraintes

Contraintes légales

Les principes guidant la construction tarifaire telle qu'elle s'est progressivement constituée après la nationalisation du secteur de l'électricité de 1946 ont été repris en grande partie par le législateur (depuis la loi 2000-108 du 10 février 2000) :

– reflet des coûts engagés par les comportements de consommation des clients ;
– absence de subventions croisées ;
– efficacité économique et énergétique, à court et long terme ;
– égalité de traitement des consommateurs ;
– péréquation géographique.

Principes liés à la praticabilité

À l'ensemble des contraintes précédentes, s'ajoutent deux principes permettant la mise en pratique des tarifs :

– les tarifs doivent représenter un ensemble **viable techniquement et économiquement**, c'est-à-dire être compatibles avec les possibilités technico-économiques de la chaîne de comptage, des systèmes d'informations, de la facturation, etc. ;

– les tarifs doivent être suffisamment **simples et stables dans le temps** pour que les signaux de prix adressés aux consommateurs soient compréhensibles et fiables afin de leur fournir une bonne incitation à consommer au mieux.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite. – © Editions T.I.

3. Coûts à couvrir par les tarifs réglementés

Décomposition des tarifs

Les tarifs forment les recettes qui sont censées couvrir des coûts générés par :

– l'**acheminement** (transport et distribution) : c'est-à-dire les coûts afférents au transport (réseau de RTE, de tension généralement supérieure à 63 kV) et à la distribution (réseau de tension inférieure à 63 kV) de l'électricité, plus un certain nombre d'interventions, comme par exemple la relève ;

– la « contribution tarifaire sur l'acheminement » (CTA) ;

– la **commercialisation** et la **gestion de la clientèle** ; c'est-à-dire les coûts générés par l'information au public et la gestion du contrat, par la promotion de l'efficacité énergétique ou les certificats d'économie d'énergie, etc. ;

– les coûts de **production** : coûts de combustible, de fonctionnement et d'investissement-démantèlement des centrales de production d'électricité.

Pour un profil de consommation donné, les coûts de production peuvent être aussi décomposés principalement en :

– **ruban** : coût d'une fourniture constante toute l'année, il est indépendant du profil ;

– **facteur de forme** : coût de la forme spécifique moyenne du profil de consommation sous-jacent, il peut être positif si la majorité de la consommation du profil se place pendant les heures les plus chères (hiver, heures pleines) ou négatif si la majorité de la consommation du profil se place pendant les heures les moins chères (été, heures creuses) ;

– **aléa climatique** : ceci mesure la corrélation entre la déformation du profil de consommation et celle des coûts du fait des aléas de température.

Ces différentes composantes s'additionnent.

La « contribution au service public de l'électricité » (CSPE, qui sera détaillée ci-dessous), les taxes locales sur l'électricité et la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) sont payées en sus par le consommateur d'électricité.

Part réseau

Historiquement, la structure des coûts de la part acheminement dépendait des coûts d'investissement et des pertes liés à la consommation d'un kilowatt supplémentaire en tenant compte de l'effet d'échelle croissant caractérisant les réseaux électriques.

Elle était donc horo-saisonnalisée au gré des pointes de consommation.

Désormais, la structure de coût retenue pour la part réseau est déterminée par le « tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité » (TURPE) qui est proposé par la CRE, agréé par les pouvoirs publics et publié au Journal officiel du 6 octobre 2005.

Le TURPE, appliqué depuis 2006, est décrit dans l'annexe de la « décision du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie du 23 septembre 2005 » approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Dans la suite, la structure de coût de l'acheminement sera une donnée (définie par le TURPE en vigueur). De ce fait, l'attention sera portée sur les coûts de production, puis le passage des structures de coûts aux grilles tarifaires sera expliqué.

Contribution au service public de l'électricité, CSPE

La CSPE participe au financement de la politique de service public de la France, en couvrant :

– les surcoûts de production dans les zones non interconnectées par rapport aux recettes réglementées ;

– les surcoûts par rapport à des prix de gros sur les marchés organisés en France de certaines catégories de moyens de production que les pouvoirs publics ont choisi de soutenir, tels que la cogénération ou les énergies renouvelables ;

– le coût des dispositions sociales.

Concernant les surcoûts de production, certains acteurs du système électrique français (EDF ou les distributeurs non nationalisés) achètent aux producteurs concernés par le dispositif leurs productions à un prix fixé par les pouvoirs publics. En parallèle, la CSPE est collectée par les fournisseurs ou les gestionnaires de réseau auprès des clients finaux en France et reversée à la Caisse des dépôts et consignations, qui ensuite reverse trimestriellement aux acheteurs ci-dessus la part représentant le surcoût à couvrir.

Chaque année, la CRE propose un montant unitaire pour la CSPE qui est payé par tous les consommateurs finaux en fonction des estimations de prix de marché.

4. Coûts marginaux : concepts et calculs pratiques

4.1 Définitions générales en économie

Dans le cas le plus simple (produit unique et homogène), **le coût marginal est égal au coût à engager pour produire une unité supplémentaire d'un bien**.

Dans le cadre de l'analyse marginaliste, en concurrence pure et parfaite et avec un comportement de maximisation des acteurs, la vente au coût marginal permet de maximiser le surplus global.

Le schéma de la figure **1** illustre intuitivement ce propos.

La courbe de demande (respectivement d'offre) correspond à la quantité demandée (offerte) par ordre décroissant (croissant) d'utilité (de coût, donc avec des rendements décroissants). Le surplus global est égal à la somme des deux aires bleue et grise sur le schéma.

Le coût de la dernière unité à produire est égal au coût marginal.

D'après ce schéma, il est possible de voir que le prix déterminé par le croisement entre la courbe de demande et la courbe d'offre maximise le surplus global. En effet, si le prix est supérieur, la perte d'utilité du consommateur liée à la restriction de sa consommation n'est pas compensée par le gain du producteur lié à sa marge supplémentaire. Inversement, si le prix est inférieur, le producteur vend à perte une partie de sa production (surplus négatif), cette perte n'étant pas compensée par le gain d'utilité du consommateur.

Le schéma de la figure **1** est défini dans un cadre statique et ne permet cependant pas une analyse des marges des producteurs.

En prenant en compte le système de production, il est possible de faire une analyse en dynamique de l'équilibre offre-demande, toujours dans le cadre d'une concurrence pure et parfaite.

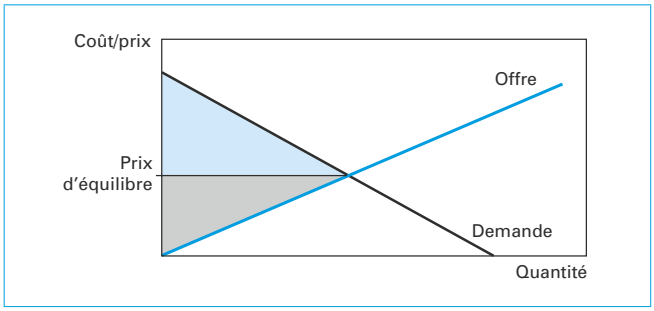


Figure 1 – Équilibre partiel

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite. – © Editions T.I.

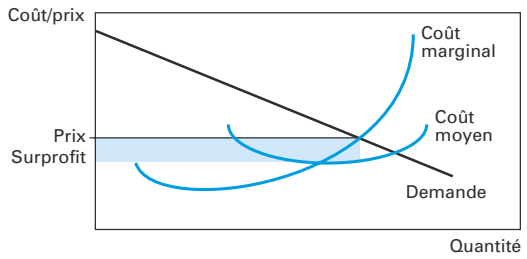


Figure 2 – Équilibre à court terme sans modification du système de production

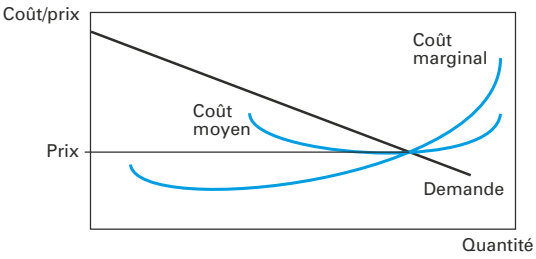


Figure 3 – Équilibre à long terme avec modification du système de production

À **court terme**, sans optimisation du système de production, l'équilibre offre-demande est schématisé sur la figure **2**, le coût marginal ne dépend alors que des coûts proportionnels des moyens de production.

Dans ce cas, les producteurs font un surprofit, c'est-à-dire qu'ils ont une rémunération dépassant un seuil jugé « normal » étant donné le risque du secteur d'activité.

Cette situation incite de nouveaux producteurs à rentrer sur le marché avec les dernières technologies (*a priori* les plus efficaces), ce qui modifie la courbe d'offre. À **long terme** (c'est-à-dire avec modification du système de production), le système trouve un nouvel équilibre schématisé par la figure **3**. De plus, le coût marginal intègre l'ensemble des coûts engagés pour satisfaire une demande supplémentaire d'une unité.

Ainsi, en considérant la modification du système de production

– par contre, comme le système de production considéré est un système centralisé, il n'y a qu'un seul parc de production pour fournir cette courbe de charge et donc tous les éléments de celle-ci, les liant entre eux.

De plus, le coût marginal est défini par le coût engendré par une demande supplémentaire mais, dans le cas de l'électricité, cette demande supplémentaire peut prendre de multiples formes, allant de la demande supplémentaire pour une heure donnée à une demande supplémentaire constante sur toute l'année (ruban annuel), en passant par toutes les décompositions possibles.

Ainsi, le calcul des coûts marginaux pour un système électrique nécessite l'utilisation de notions, méthodes et modèles dérivés du cas général mais adaptés à un cas très spécifique.

Notamment, la théorie de la vente au coût marginal doit être généralisée au cas d'une entreprise produisant plusieurs biens, ce qui correspond, dans le cas de l'électricité, à la consommation à différents moments de l'année.

De même, il est possible de la généraliser au cas où les conditions de production et de demande sont soumises à des aléas. L'optimum serait alors obtenu pour une tarification qui permette de stipuler par contrat avec les clients la quantité fournie et le prix de vente (égal au coût marginal correspondant) pour chacune des réalisations possibles des aléas d'offre et de demande. De tels contrats supposent :

– qu'il soit possible d'envisager de façon exhaustive l'ensemble des éventualités concernant les aléas d'offre et de demande ;
– qu'il n'y ait pas de discordance entre offreur et demandeur ;
– qu'il soit possible de connaître, pour chaque réalisation des aléas, la demande des clients en fonction du prix.

Ces généralisations de la théorie de l'optimum économique trouvent, dans la pratique, leurs limites pour l'analyse de la régulation d'un système offre-demande d'électricité, en raison du caractère non applicable des hypothèses sur lesquelles elles reposent. Ainsi, il est impossible de donner au kilowattheure un prix différent pour chaque heure de l'année et pour chaque réalisation des aléas d'offre et de demande, compte tenu des coûts prohibitifs d'information et des problèmes de faisabilité en terme de comptage qu'un tel système de prix impliquerait.

La tâche de la tarification est alors, au-delà de la problématique des ressources financières nécessaires pour assurer l'exploitation à long terme, de porter un signal de prix qui reste simple tout en agissant au mieux pour l'efficacité de la régulation du système offre-demande.

4.3 Calcul des coûts marginaux pour la tarification

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
BE9751

Marché de l'électricité : fonctionnement et réformes en cours

1

par **Jacques PERCEBOIS**
Professeur émérite à l'université de Montpellier
Doyen honoraire de la faculté d'Économie
Directeur du Centre de recherche en Économie et Droit de l'Énergie (CREDEN)
(Art-Dev, UMR CNRS 5281), Montpellier, France

1. Le prix du gaz, principal facteur explicatif du prix de l'électricité sur le marché de gros ..... BE 9 751 – 3
1.1 Un prix de l'électricité historiquement corrélé au prix des énergies fossiles ..... — 3
1.2 Coût moyen et coût marginal de l'électricité ..... — 4
1.3 Fonctionnement du marché de gros de l'électricité ..... — 5

2. Un prix de détail de l'électricité déconnecté de la structure du mix électrique français ..... — 6

3. Contrats en offre de marché : opter pour un prix fixe ou un prix indexé sur le marché de gros ? ..... — 8

4. Débats sur la réforme du marché européen de l'électricité ..... — 10
4.1 Introduire une régulation *ex ante* du marché de gros ..... — 10
4.1.1 Solution 1 : subventionner le gaz utilisé par les centrales à gaz ..... — 10
4.1.2 Solution 2 : opter pour des enchères à prix demandé (*pay-as-bid*) et non plus à prix-limite (*pay-as-clear*) ..... — 10
4.1.3 Solution 3 : opter pour un ordre de mérite fondé sur la moyenne pondérée des coûts marginaux ..... — 10
4.1.4 Solution 4 : mettre en place un marché de gros dual ..... — 11
4.2 Introduire une régulation *ex post* du marché de gros ..... — 11
4.2.1 Solution 5 : taxer la rente infra-marginale ..... — 11
4.2.2 Solution 6 : opter pour un système étendu de contrats pour différences (CfD pour *Contracts for Differences*) ..... — 11
4.3 Sortir du marché de gros européen ..... — 12
4.3.1 Solution 7 : mettre en place un Acheteur unique ..... — 12
4.3.2 Solution 8 : mettre en place un monopole (public) intégré ..... — 12
4.4 Quelle solution privilégier ? ..... — 12

5. Conclusion ..... — 13

6. Glossaire ..... — 13

Pour en savoir plus ..... Doc. BE 9 751

L'électricité est à la fois une marchandise et un service public. En tant que marchandise, elle a un prix fixé par le marché et on distingue le marché de gros du marché de détail. Sur le marché de gros, qui est européen du fait des interconnexions transfrontalières, il y a un prix du mégawattheure (MWh) toutes les heures (1 MWh = 10^3 kWh). Sur le marché de détail les fournisseurs (44 en France début 2023) vendent l'électricité qu'ils produisent eux-mêmes

Copyright © - Techniques de l'Ingénieur - Tous droits réservés

Parution : octobre 2023

pour certains, qu'ils achètent sur le marché de gros pour la plupart d'entre eux. Ce sont des contrats dits en offre de marché (OM), en général annuels, pluriannuels parfois. Mais il existe aussi des tarifs fixés par les pouvoirs publics pour les petits clients, en général domestiques et parfois professionnels, qui le souhaitent. Ce tarif réglementé de vente (TRV) concerne exclusivement des clients dont la puissance souscrite ne dépasse pas 36 kVA (kW) et il est proposé par l'opérateur historique seul, en pratique EDF et les ELD (entreprises locales de distribution, c'est-à-dire les régies municipales).

Si les activités de production et de fourniture d'électricité sont bien ouvertes à la concurrence (il existe plusieurs producteurs à côté d'EDF, tels Engie ou TotalEnergies, et de nombreux fournisseurs dont la plupart ne sont pas producteurs), ce n'est pas le cas du transport et de la distribution d'électricité qui sont des activités en situation de monopole naturel, ce qui implique que l'accès à ces infrastructures soit réglementé. Un monopole naturel est une activité à forte proportion de coûts fixes dont la duplication engendrerait une concurrence destructrice. On ne conçoit pas de dupliquer un réseau de distribution d'électricité dans une ville, alors qu'un réseau unique permet de bénéficier d'économies d'échelle. Les péages d'accès à ces infrastructures essentielles sont fixés par une commission de régulation indépendante (la CRE, Commission de régulation de l'énergie). En France, c'est RTE qui se charge du transport et Enedis de la distribution (deux filiales d'EDF). En pratique, le prix TTC du kWh est composé de trois éléments qui représentent un tiers chacun environ, mais ces proportions varient selon les années : le coût de fourniture, les péages d'accès aux réseaux et les taxes.

En 2022, les prix de gros de l'électricité ont explosé en Europe, pour l'essentiel à cause de la hausse vertigineuse du prix du gaz naturel, mais pas seulement, et beaucoup d'observateurs ne comprennent pas le lien qui peut exister entre les deux prix alors même que la part du gaz utilisé dans la production d'électricité est en France faible (moins de 10 %). En 2022, la structure de la production d'électricité française était la suivante : nucléaire (62,7 %), hydraulique (11,1 %), éolien et solaire (12,7 %), gaz (9,9 %), charbon, fioul et biomasse (3,6 %). On notera qu'en 2022 la part de l'électricité nucléaire a chuté du fait de l'arrêt d'une partie du parc nucléaire (elle variait entre 69 et 75 % les années précédentes), et pour la première fois depuis 1980 la France est devenue importatrice nette d'électricité.

Cet article a pour ambition d'apporter des réponses à des questions que beaucoup se posent aujourd'hui :

1) Pourquoi le prix de l'électricité est-il lié au prix du gaz naturel sur le marché de gros ?

2) Pourquoi le tarif réglementé de vente de l'électricité ne suit-il pas la structure des coûts du mix électrique français ?

3) Pourquoi les fournisseurs alternatifs ne répercutent-ils pas immédiatement la baisse des prix de l'électricité observée début 2023 sur le marché de gros ?

4) Quels sont les projets de réforme du marché de l'électricité actuellement en débat en Europe ?

Copyright © - Techniques de l'Ingénieur - Tous droits réservés

1. Le prix du gaz, principal facteur explicatif du prix de l'électricité sur le marché de gros

1.1 Un prix de l'électricité historiquement corrélé au prix des énergies fossiles

Au début de l'aventure électrique, les premiers producteurs d'électricité étaient souvent des industriels qui souhaitaient utiliser cette électricité pour leurs besoins propres. Les papetiers ou les chimistes, par exemple, ont construit des barrages dans les Alpes pour développer leur activité. D'autres producteurs ont vendu cette électricité à des clients fortunés qui trouvaient l'éclairage électrique de bien meilleure qualité que l'éclairage au gaz (ce fut le cas dans certains quartiers à Paris par exemple). Ils utilisaient à l'époque du charbon pour produire cette électricité. Petit à petit les collectivités locales puis l'État ont réglementé cette activité en recourant au cadre juridique de la concession de service public. Le producteur détient un monopole de production et de distribution pour une certaine durée (5, 10 voire 30 ans), sur un espace géographique donné (souvent la commune), mais il verse en contrepartie des royalties au concédant tout en respectant un cahier des charges qui impose certaines missions de service public (continuité du service, égalité de traitement des usagers). Il existait ainsi plus de 1 600 entreprises de production, transport ou distribution d'électricité avant la Seconde Guerre mondiale en France. La loi de 1946 a nationalisé le secteur et créé une seule entreprise, EDF, qui détenait le quasi-monopole de la production, le monopole total du transport et le quasi-monopole de la distribution. À cela s'ajoutait le monopole de l'importation et de l'exportation d'électricité. Cette entreprise avait au départ le statut d'EPIC (établissement public à caractère industriel et commercial).

Le monopole public EDF a très rapidement mis en place une tarification fondée sur le coût marginal de production (tarif vert en 1957 puis tarif bleu à compter de 1965). La logique économique veut que le producteur appelle les centrales dans l'ordre de leur coût de fonctionnement croissant. C'est le principe de l'ordre de préséance ou ordre de mérite (*merit order*) fondé sur les coûts marginaux. Le coût marginal d'un kWh correspond à la quantité supplémentaire de charbon, de pétrole ou de gaz qu'il faut utiliser pour produire ce kWh. La demande d'électricité varie fortement selon l'heure du jour et la période de l'année, et de plus on ne sait pas stocker l'électricité à grande échelle dans des conditions économiques. Il faut donc disposer d'un parc dont la puissance installée est au moins égale à la puissance demandée aux heures de pointe. En cas de nécessité, on peut certes faire appel aux importations si le pays est interconnecté avec ses voisins.

On commence par appeler les centrales dont le coût variable de fonctionnement est nul ou faible (l'hydraulique au fil de l'eau) puis on fait appel aux centrales thermiques utilisant le charbon, le fioul et le gaz. L'ordre d'appel dépend donc des prix relatifs des combustibles fossiles et le coût du dernier kWh produit (coût marginal) est égal au coût du combustible fossile utilisé pour produire ce kWh. Jusqu'aux chocs pétroliers de 1974 et 1979 le parc était à dominante thermique et hydraulique (barrages au fil de l'eau et barrages réservoirs). Au début des années 1950, c'était le charbon qui était le principal combustible fossile utilisé ; le programme ambitieux de construction de barrages durant la décennie 1950 a fait de l'hydraulique la première source de production d'électricité en 1960. Ces sources ont progressivement été remplacées par le pétrole bon marché dans les années 1960 puis partiellement par le gaz. Il y avait donc à l'époque une bonne corrélation entre le prix du pétrole et le prix de l'électricité d'autant que le prix du gaz était indexé sur celui du pétrole. Le prix du kWh était de plus très différent selon les heures et les périodes de l'année, en fonction du coût de la dernière centrale appelée. C'était moins vrai pour les clients domestiques car on appliquait une certaine péréquation à la fois temporelle et spatiale des tarifs bleus. À titre d'exemple, le tarif vert (HT) du kWh en vigueur en 2015, qui est présenté dans le tableau **1**, met en évidence cette différenciation horo-saisonnière des prix. Les tarifs réglementés vert et jaune ont été supprimés le 1er janvier 2016 et seul subsiste aujourd'hui le tarif bleu réservé aux petits consommateurs. Dorénavant, il n'y a donc plus de tarifs mais des prix dits en offre de marché pour les consommateurs qui ne peuvent pas bénéficier du tarif bleu. C'est la conséquence de la libéralisation de l'électricité introduite par la directive européenne de 1996.

On voit que le kWh est vendu 2,82 centimes d'euro aux heures creuses en été dans l'option TLU contre 21,387 centimes d'euro aux heures de pointe (en hiver) dans l'option CU, soit 28,2 euros le MWh en été contre 213,87 en hiver en pointe. En été, on couvre le coût variable d'une centrale nucléaire et en hiver aux heures de pointe le coût de combustible d'une centrale au fioul ou au gaz. Il faut noter que le tarif est en général valable pour l'année en cours. Pour EDF, la période de pointe est statistiquement concentrée en hiver sur un petit nombre d'heures par an (400 heures environ sur les 8 760 heures de l'année). Cette différenciation horo-saisonnière va d'ailleurs s'accompagner d'un tarif EJP optionnel (effacement jours de pointe), appliqué aux 22 jours rouges les plus chargés de l'année sur la base de 18 heures par jour. Cette discrimination tarifaire va inciter les consommateurs à s'effacer aux heures de pointe ce qui permet de réduire la puissance à construire. C'est la politique dite de « vérité des prix » des services publics recommandée par le rapport Nora de 1967 [22] [10].

La libéralisation de l'industrie électrique européenne, qui est intervenue progressivement dans les années 2000, a eu pour conséquence de mettre fin au monopole de production et de fourniture d'EDF et de créer simultanément un marché de gros de l'électricité sur lequel les divers producteurs d'électricité (opérateur historique et entrants) peuvent échanger de l'électricité entre eux et avec les fournisseurs qui vendent de l'électricité sans en produire. Le marché de gros n'a fait que dupliquer la logique de fixation des prix horaires qui préexistait à l'ouverture à la concurrence. Le prix d'équilibre de l'électricité, comme pour tout bien échangé sur un marché concurrentiel, doit être égal au coût marginal de la dernière unité produite (se reporter à l'encadré **1**). La dernière centrale appelée sur le réseau, et dont on a besoin pour équilibrer l'offre et la demande en temps réel, doit au minimum couvrir ses coûts de fonctionnement (pour l'essentiel le coût du combustible), sinon elle fonctionnerait à perte, et le producteur renoncerait à la proposer aux enchères sur le marché.

Tableau 1 – Tarif vert EDF (en 2015, avant sa suppression en 2016)

Version	Pointe	HPH	HCH	HPE	HCE
Très longues utilisations (TLU)	7,154	5,820	4,452	4,458	2,820
Longues utilisations (LU)	10,421	6,667	4,606	4,525	2,881
Moyennes utilisations (MU)	14,210	7,772	4,934	4,600	2,887
Courtes utilisations (CU)	21,387	9,789	5,305	4,600	2,727

Prix du kWh en centimes d'euro
(Heures de pointe, heures pleines hiver et été, heures creuses hiver et été)
(source EDF)

Copyright © - Techniques de l'Ingénieur - Tous droits réservés

1

Encadré 1 – Principales logiques tarifaires

La concurrence pure et parfaite (multiplicité d'offreurs) fonctionne comme une bourse d'enchères à prix-limite : les offreurs font des offres de prix, en général calées sur leur coût marginal, et le prix d'équilibre est égal au prix proposé par la dernière offre, celle qui permet de satisfaire la demande à un moment donné. Tous les offreurs qui ont été retenus perçoivent ce prix, ce qui procure une rente dite infra-marginale à ceux dont le coût est inférieur à ce prix. Si le marché n'est pas concurrentiel mais oligopolistique (petit nombre d'offreurs), voire monopolistique (un seul offreur), le prix s'écarte du coût marginal et comprend alors une rente de monopole qui est l'expression d'un pouvoir de marché plus ou moins fort.

Le « commissaire-priseur » qui organise les enchères (la « main invisible » du marché pour l'École libérale) peut opter pour des enchères à prix demandé : les offreurs retenus perçoivent le prix qu'ils ont demandé et non le prix-limite mais la tentation est alors forte pour eux d'anticiper le prix-limite et revoir à la hausse les prix demandés. C'est ce que l'on nomme « la malédiction du vainqueur » : l'offreur le moins exigeant est certain de gagner mais sa victoire peut lui sembler coûteuse puisqu'il perçoit un prix inférieur à celui de ses concurrents. Ce système est parfois mis en œuvre, notamment lors des émissions d'obligations assimilables du Trésor (O.A.T.), organisées sous plis scellés. Mais, il ne peut pas fonctionner sur un marché en situation de relative tension.

Dans le domaine de services publics comme l'électricité, le gaz, l'eau, voire les transports publics, plusieurs logiques tarifaires sont en compétition :

1) La tarification dite au coût marginal, défendue par les économistes de l'École libérale comme Wilfredo Pareto, Léon Walras, Maurice Allais ou Marcel Boiteux, qui montre que c'est le système qui maximise le bien-être social, sous certaines conditions du moins ; comme l'électricité ne se stocke pas, du moins à grande échelle dans des conditions économiques, le prix payé par le consommateur doit, en temps réel, s'aligner sur le prix de revient de la dernière centrale appelée au moment du soutirage, et ce prix de revient varie selon les heures et les périodes de l'année ;

2) La tarification au coût moyen, qui préconise une péréquation totale des tarifs publics, au motif que c'est la seule qui garantit l'égalité de tous les usagers devant le service public (péréquation qui peut être temporelle et/ou spatiale) ;

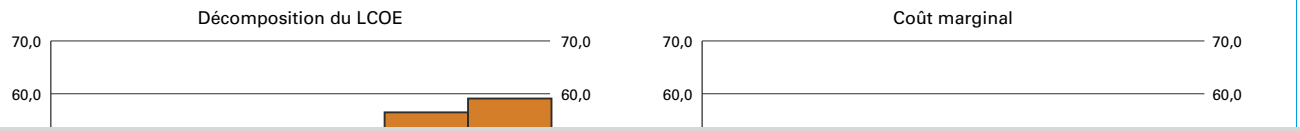
3) La tarification progressive (en général une progressivité par tranches de consommation) qui consiste à augmenter le prix unitaire lorsque la quantité consommée s'accroît ce qui est une façon de pénaliser les gros consommateurs (c'est parfois le cas pour l'eau) ;

4) La tarification à la valeur d'usage qui consiste à pratiquer une discrimination tarifaire selon l'usage qui est fait du bien ou service acheté ; on fixe un prix différent pour le kWh selon que l'électricité est utilisée pour l'éclairage, la cuisine, le chauffage, la climatisation ou les usages industriels et commerciaux.

1.2 Coût moyen et coût marginal de l'électricité

Il importe de bien différencier le coût moyen du MWh de son coût marginal. Le coût moyen (LCOE pour *Levelized Cost of Energy*) est obtenu en divisant le coût total de la production d'électricité d'une centrale tout au long de sa durée de vie (coût de construction, de maintenance et coût de fonctionnement) par le volume de MWh que cette centrale pourra produire durant cette période. Il faut évidemment faire une hypothèse sur le facteur de disponibilité de la centrale sur toute la période où cette centrale sera en service (nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance-équivalente sur les 8 760 heures de l'année) et on recourt à une actualisation des données car un euro disponible demain n'a pas la même valeur qu'un euro disponible aujourd'hui. Le taux d'actualisation (de l'ordre de 5 % en général) exprime en quelque sorte le prix du temps, puisqu'il existe une préférence pour le présent. Cela revient à déprécier le futur. Il faut noter que l'on raisonne en monnaie constante c'est-à-dire par exemple en euros de 2022 (l'actualisation n'a pas pour objet de tenir compte de l'inflation). Le coût marginal correspond au supplément de coût supporté si l'on augmente la production d'un MWh ; il ne prend donc en compte que des coûts variables de fonctionnement, pour l'essentiel les coûts en combustible, à la différence du coût moyen qui intègre à la fois des coûts fixes et de coûts variables.

La figure **1** montre que l'ordre d'appel des centrales en fonction de leur coût croissant (logique de l'ordre de mérite) est différent selon que l'on raisonne sur la base du coût moyen (LCOE) ou sur



La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Généralités sur les réseaux électriques
(Réf. Internet 42261)

1– Généralités sur l'économie des systèmes électriques

2– Production d'électricité

	Réf. Internet	page
Production d'électricité par turbine à gaz	**D4001**	23
Production d'énergie électrique par centrales thermiques	**D4002**	27
Production d'énergie électrique par centrales nucléaires	**D4003**	31
Stratégies de développement des filières nucléaires	**D4004**	35
Production d'énergie électrique par sources renouvelables	**D4005**	39
Sources renouvelables d'électricité. Des chiffres pour comparer	**D4006**	43
Production d'électricité par aménagements hydrauliques	**D4008**	45
Production d'électricité par petites centrales hydroélectriques	**D4009**	51

Sur www.techniques-ingenieur.fr

• Saisissez la référence Internet pour accéder directement aux contenus en ligne
• Retrouvez la liste complète des ressources documentaires

Référence Internet
D4001

Production d'électricité par turbine à gaz

par **Jacques MAUNAND**
Expert Turbine à Gaz chez EDF R&D

1.	**Cycle thermodynamique d'une turbine à gaz**	D 4 001 - 2
1.1	Composants d'une turbine à gaz	— 3
1.2	Équilibre thermodynamique d'une turbine à gaz	— 5
1.3	Influence des conditions d'entrée et de sortie turbine à gaz	— 5
2.	**Rendement des composants et leurs évolutions technologiques**	— 6
2.1	Filtration	— 6
2.2	Compresseur	— 7
2.3	Chambre de combustion	— 8
2.4	Turbine de détente	— 10
2.5	Échappement	— 12
3.	**Environnement et sa maîtrise**	— 12
3.1	Émissions polluantes	— 12
3.2	Bruit	— 13
3.3	Autres éléments de sécurité	— 13
4.	**Autour de la turbine à gaz**	— 13
5.	**Régulation (instrumentation, démarrage, sûreté de fonctionnement)**	— 14
6.	**Maintenance et compteurs d'endommagement**	— 15
7.	**Couplage au réseau**	— 16
Pour en savoir plus		Doc. D 4 001

*D'un point de vue terminologique, la dénomination officielle des turbines à gaz est en français « **turbines à combustion** » dont l'abréviation est TAC. La dénomination scientifiquement exacte est « turbine à gaz de combustion » puisque ce sont les gaz issus d'une combustion qui fournissent l'énergie à la turbine. Il est donc compréhensible qu'une turbine à gaz puisse être alimentée avec des combustibles liquides. Dans cet article sont employées la dénomination d'usage courant « turbine à gaz » et l'abréviation « TAC » pour désigner cette technologie.*

Parution : août 2005 - Dernière validation : juillet 2023

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

2

Notations et symboles

Symbole	Unités SI	Nomenclature
a_{30}		proportion du débit d'air qui part dans les fuites
C_p	J/(kg · K)	capacité thermique massique à pression constante
e_{25}		proportion de l'énergie de compression contenue dans le débit de fuite
FAR		rapport de mélange (débit carburant/débit d'air)
H	J/kg	enthalpie
HR	kJ/kWh	heat rate ou rendement énergétique (ISO 11086)
l	m	longueur
L		luminosité
m	kg/s	débit
M	kg/mol	masse molaire
N	tr/min	vitesse de rotation
p	Pa	pression
P	W	puissance
PCI	J/kg	pouvoir calorifique inférieur d'un combustible
T	K	température
V	m^3	volume
η		rendement
ε		émissivité
Φ	W/m^2	flux de chaleur
σ	$5{,}67\ 10^{-8}$ W/($m^2 \cdot K^4$)	constante de Stefan-Boltzman
γ		rapport des chaleurs massiques à volume et pression constantes
$[CO_2]$	kg/kg fumées	concentration en dioxyde de carbone

Liste des indices

0	entrée turbine à gaz
air	air alimentant la turbine à gaz
comp	compresseur
cool	échangeur diminuant la température de l'air de refroidissement
E	entrée d'un composant (ex : Ecomp entrée compresseur)
eau	eau injectée au niveau de la chambre de combustion
échap	échappement
fl	flamme (3 définitions possibles (§ 2.1))
gaz	combustible
is	isentropique
P	paroi
pertshaft	pertes sur arbre
pol	polytropique
ref	refroidissement (débit prélevé sur le compresseur pour refroidir les parties chaudes)
S	sortie d'un composant (ex : Scomp sortie compresseur) ;
shaft	arbre
turb	turbine

1. Cycle thermodynamique d'une turbine à gaz

L'approche privilégiée dans cet article vise à permettre de reconstituer le cycle d'une turbine à gaz à partir des mesures de pressions et de températures. Les calculs des incertitudes de mesure, la représentativité de la moyenne calculée ou les méthodes de mesure de débit sont supposés connus. L'influence des conditions amont sera abordée dans le paragraphe 1.3.

Le coût du combustible pour un cycle combiné fonctionnant en base (8 000 h par an) représente jusqu'à 75 % du coût global de l'électricité produite : le rendement de l'installation et donc celui de la turbine à gaz est primordial. Il est calculé par :

$$\eta_{turb} = P_{shaft} / m_{gaz}\ PCI \qquad (1)$$

Sa connaissance nécessite donc la mesure du *PCI* du combustible par prélèvement ou indirectement par la composition du combustible mesurée par chromatographie. Souvent, plutôt que le rendement, le *heat rate, HR*, est employé. Il se définit par la quantité d'énergie apportée par le gaz pour produire un kWh (unité kJ/kWh) soit :

$$HR = m_{gaz}\ PCI / 3\,600\ P_{shaft} \qquad (2)$$

Classification et modes d'utilisation des turbines à gaz

Les turbines à gaz se sont développées en parallèle des turboréacteurs d'avion qui ont une technologie fort semblable : même date de naissance puisque 1942 a vu le premier cycle combiné et 1944 les premiers avions à réaction et les mêmes évolutions vers l'accroissement des températures et pressions internes. Un turboréacteur est même facilement adapté à la production d'électricité et une famille de ces machines s'appelle les « **aérodérivatives** » : leur poids est plutôt faible, leur maintenance modulaire et leur rendement excellent avec une faible température des gaz à l'échappement. Les aérodérivatives sont bien adaptées pour la cogénération d'électricité et de vapeur, mais restent fragiles. Leur puissance maximale est de 50 MWe (figure **1**).

À l'opposé se situent les « **Heavy Duty** » turbines mono-arbre aux carters épais, robustes, de rendement plus faible, mais mieux adaptées à la production électrique en cycle combiné. Leur gamme de puissance va d'environ 30 MWe à près de 300 MWe. Au-dessous en puissance, se situent les turbines industrielles dont la gamme de puissance va de 1 à 50 MWe.

Les modes d'installation et d'exploitation des turbines à gaz pour la production d'électricité vont dépendre des besoins auxquels les installations devront répondre :

— pour une production de base à puissance constante ou en suivi de charge (2 pointes journalières à pleine puissance et mi-puissance entre les deux), le cycle combiné s'impose (figure **2**). Pour les plus fortes puissances, le rendement d'un **cycle combiné** dépasse 58 % et s'améliore toujours ;

— pour une production en effacement de pointe, soit quelques heures de fonctionnement par démarrage, une turbine à gaz en cycle simple suffit. Le rendement de l'installation est plus faible (environ 30 à 36 % en proportion de la puissance). Le **cycle à récupération** est un moyen pour de faibles puissances d'augmenter d'environ 10 points le rendement par recueil des calories à l'échappement et chauffage de l'air sortie compresseur (figure **3**) ;

— les sites industriels importants ont besoin de différentes formes d'énergie, très fréquemment vapeur et électricité. Pour satisfaire ce besoin, les **cogénérations** ont été développées. L'énergie résiduelle à forte température en sortie de la turbine à gaz est récupérée dans une chaudière, comme pour un cycle combiné, et la vapeur est ensuite délivrée au site industriel soit directement, soit après détente dans une turbine à contre pression pour fournir un supplément d'électricité.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

Les deux sont liés par :

$$\eta_{turb} = 3\,600/HR \text{ (en unités SI)} \quad \textbf{(3)}$$

Nota : le monde anglo-saxon emploie l'unité Btu/kWh pour le *heat rate* avec une valeur plus faible de 1,054 8 suffisamment proche pour être source de confusions.

Si la valeur du rendement est accessible sur une installation, son interprétation est difficile, car dépendante des conditions de fonctionnement de l'installation (§ 1.3). Aussi faut-il d'abord mieux comprendre comment fonctionne une turbine à gaz avant d'essayer d'interpréter les évolutions du rendement.

1.1 Composants d'une turbine à gaz

Une turbine à gaz (figure **4**) est constituée par : une entrée conditionnant l'air (filtration et éventuellement refroidissement), un compresseur, une chambre de combustion, une turbine de détente, l'échappement vers une cheminée. Pour la production d'électricité, une majorité de turbines à gaz sont construites autour d'un seul arbre sur lequel sont disposés le compresseur, la turbine de détente, l'alternateur et éventuellement certaines pompes ou un réducteur pour les machines de puissance inférieure à 100 MW.

L'**entrée d'air** comporte un système de filtration générant une perte de charge qui varie de 0,3 % à 1,3 % (usuellement exprimée en mm de colonne d'eau : de 30 à 130 mm CE) en fonction de son encrassement ; il est modélisé par un coefficient de perte de charge, qui peut être calé sur une perte de charge de 0,6 % à pleine puissance. L'éventuel refroidissement de l'air à l'entrée sans descendre au-dessous d'une température de 5 à 7 °C pour éviter les problèmes de givrage, s'effectue par des systèmes réfrigérants à évaporation (*evaporative cooler*), à brumisation d'eau (*fogger*) ou à fluide caloporteur froid (*chiller*). Le premier et le dernier de ces systèmes induisent une perte de charge supplémentaire de l'ordre de 0,25 %. Les deux premiers sont efficaces en cas d'air chaud et sec et utilisent l'enthalpie de vaporisation de l'eau pour refroidir l'air en accroissant son humidité à respectivement 90 % et 95 %. La mesure de la perte de charge dans l'entrée d'air est importante pour estimer l'encrassement des filtres en la corrigeant des influences du débit d'air aspiré et des conditions atmosphériques.

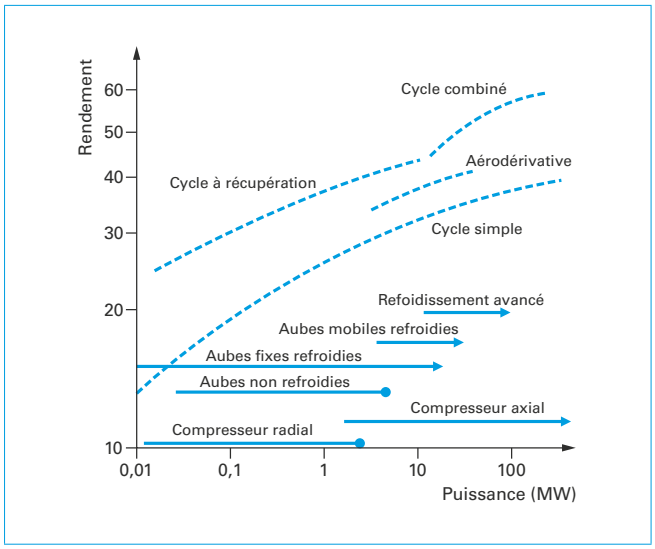


Figure 1 – Rendement et puissance des différents systèmes de production d'électricité à base de turbine à gaz

Le **compresseur** utilise plus de la moitié de la puissance produite par la turbine de détente, puissance qui s'exprime suivant la formule (4) en prenant en compte les prélèvements d'air aux étages intermédiaires pour refroidir les parties chaudes :

$$P_{comp} = (m_{air} - \Sigma\, m_{ref})\, H_{Scomp} + \Sigma\, m_{ref}\, H_{ref} - m_{air}\, H_{Ecomp} \quad \textbf{(4)}$$

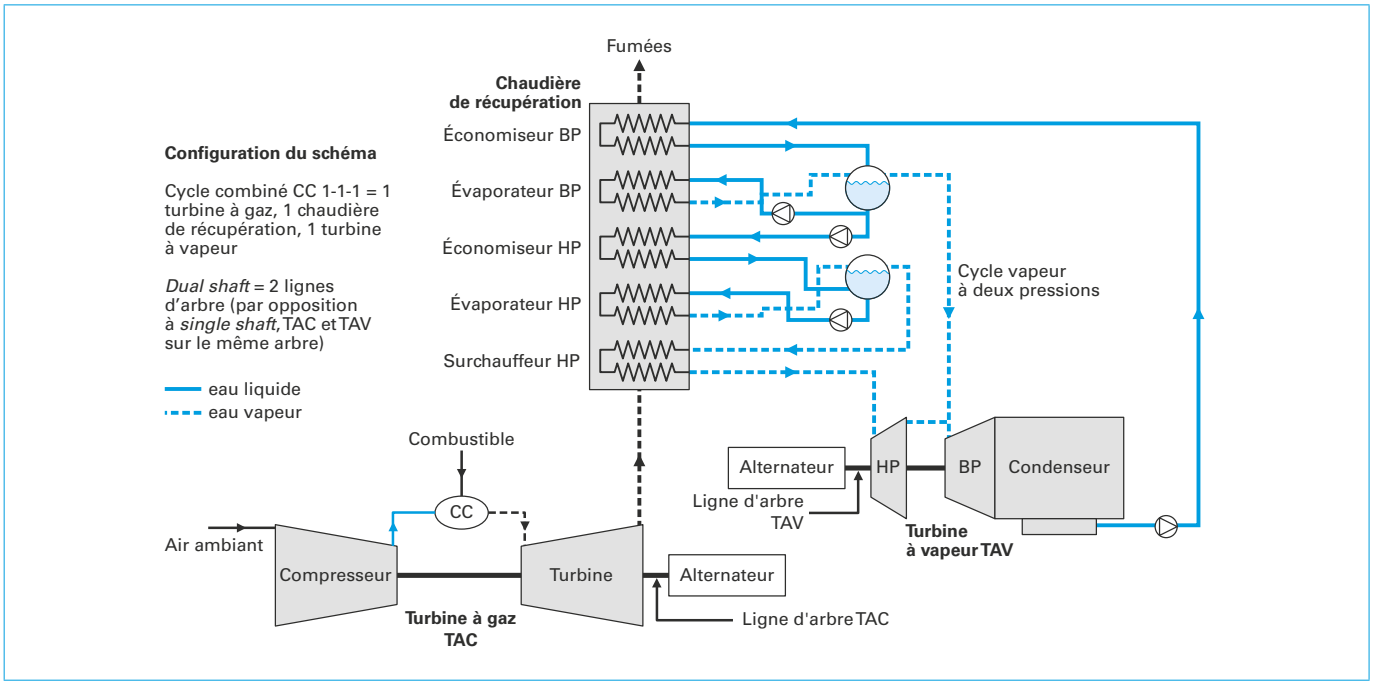


Figure 2 – Installation d'une turbine à gaz en cycle combiné à deux niveaux de pression de vapeur d'eau (cycle combiné)

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

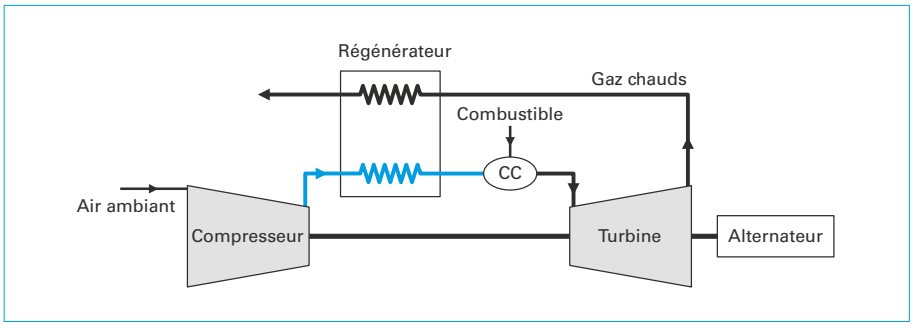


Figure 3 – Turbine à récupération (de la chaleur des fumées dans l'échappement)

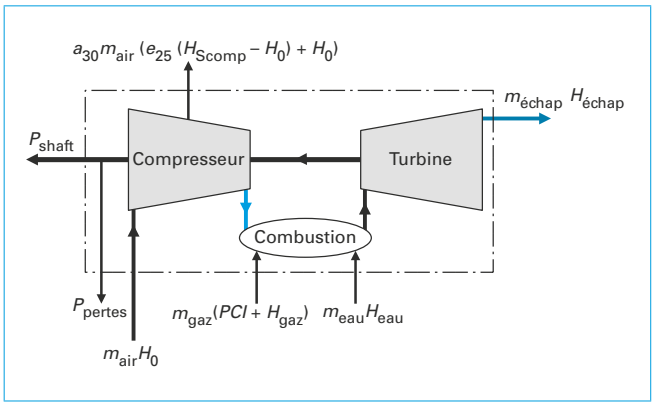


Figure 4 – Application du premier principe de la thermodynamique à une turbine à gaz

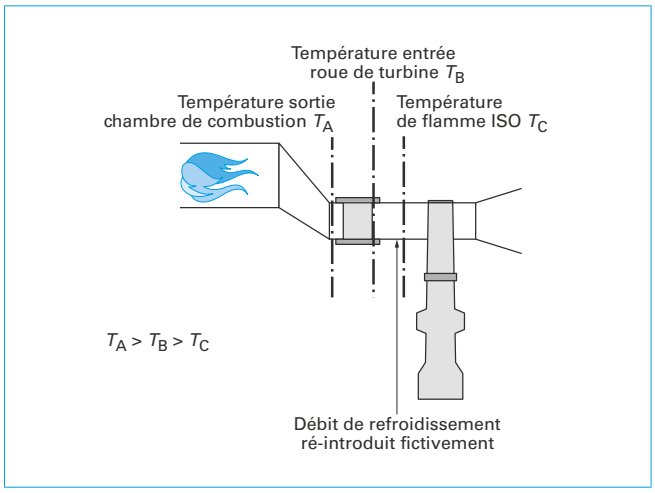

Température entrée roue de turbine T_B
Température sortie chambre de combustion T_A
Température de flamme ISO T_C
$T_A > T_B > T_C$
Débit de refroidissement ré-introduit fictivement

Figure 5 – Définitions des températures de flamme

L'enthalpie H peut être estimée en gaz parfait à partir de la température, donc l'estimation de la puissance compresseur nécessite la mesure des températures de l'air à son entrée et à sa sortie. Un biais de mesure est qu'une hétérogénéité des températures sortie compresseur peut provenir des recirculations d'air en extrémité d'aubes qui élèvent la température de l'air le long des parois d'environ 10 °C. Les débits d'air sont mesurés (diaphragme pour les prélèvements et tulipe d'admission équipée en pressions statiques et totales) ou recalculés (§ 1.2).

La **chambre de combustion** se traduit par une perte de charge de

échappement s'effectuent sans perte de charge. C'est la valeur la plus basse ;

— la température entrée roue de turbine qui est calculée en considérant que l'air sortie chambre de combustion est parfaitement mélangé avec l'air de refroidissement de la directrice d'entrée. C'est une valeur intermédiaire d'environ 80 °C plus élevée que la précédente, ce qui signifie que le débit d'air de refroidissement des aubes et cavités en aval est de l'ordre de 8 % du débit

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4002

Production d'énergie électrique par centrales thermiques

par **André LALLEMAND**

Ingénieur INSA, Docteur ès sciences physiques
Ancien professeur des universités
Ancien directeur du département de génie énergétique
Institut national des sciences appliquées (INSA) de Lyon, Lyon, France

1.	**Thermodynamique des moteurs thermiques**	D 4 002v2	- 2
1.1	Conservation de l'énergie	—	2
1.2	Création d'entropie. Irréversibilités	—	2
1.3	Cycles thermodynamiques. Moteurs. Rendement	—	3
2.	**Installations motrices des centrales thermiques**	—	4
2.1	Turbines à gaz	—	4
2.2	Installations motrices à vapeur	—	5
3.	**Centrales à cycles combinés**	—	8
4.	**Évolution et perspectives**	—	11
Pour en savoir plus		Doc. D 4 002v2	

La production d'électricité à des niveaux de puissance importants, plusieurs centaines de mégawatts, est faite à partir de la transformation de l'énergie chimique contenue dans un combustible (charbon, fioul ou gaz) ou de l'énergie nucléaire, en chaleur, puis en énergie mécanique, puis en électricité. La conversion mécanique-électrique est du ressort des alternateurs, la conversion thermique-mécanique est l'œuvre des installations motrices à vapeur (IMV) ou des turbines à gaz (TAG), dites encore turbines à combustion (TAC). La transformation de l'énergie chimique en énergie thermique a lieu dans le générateur de vapeur (GV) des IMV ou dans le foyer de l'installation pour les TAC.

La compréhension basique du mode de fonctionnement de ces systèmes nécessite de faire un retour sur les notions de thermodynamique appliquée qui mettent en jeu les bilans énergétiques, les bilans entropiques et les cycles d'évolution du fluide utilisé comme fluide thermodynamique ou de travail : eau dans le cas des IMV, air, carburant et fumées dans le cas des TAC.

Ce sont ces divers rappels de base, complétés par la description et l'analyse du fonctionnement des systèmes classiques, que nous proposons de faire dans les deux premières parties de cet article. La troisième est réservée à un couplage des deux systèmes, couplage qui permet d'atteindre les meilleurs rendements.

Cet article n'ayant pas la prétention d'être exhaustif, on restera au niveau des principes dans toutes les présentations. Le lecteur est renvoyé à des articles spécialisés des Techniques de l'Ingénieur pour avoir des informations techniques plus précises sur ces machines thermiques.

Parution : avril 2020 - Dernière validation : avril 2021

Copyright © – Techniques de l'Ingénieur – Tous droits réservés

1. Thermodynamique des moteurs thermiques

La thermodynamique des moteurs thermiques, comme ceux qui convertissent l'énergie dans les centrales électrogènes, a pour base les deux principes : celui de la conservation de l'énergie d'une part [BE 8 005], celui de l'évolution ou de la non-conservation de l'entropie d'autre part [BE 8 007] [BE 8 008].

2

1.1 Conservation de l'énergie

En se limitant aux énergies de types mécanique et thermique, le principe de la conservation de l'énergie stipule que, au cours d'une **transformation fermée**, qui permet à un **système** (figure **1**) après une évolution (ou transformation) de retrouver son état initial, la somme des énergies mécanique et thermique **échangées** avec le milieu extérieur est nulle [BE 8 005] :

$$W + Q = 0 \qquad \textbf{(1)}$$

avec W énergie mécanique échangée entre le système Σ et son milieu extérieur ME (figure **1**),

Q quantité de chaleur échangée exprimée dans les mêmes unités (joules ou J, dans le système international).

On adopte la convention de signe suivante :

– les énergies sont comptées positivement si le système reçoit de l'énergie ;

– elles sont comptées négativement si le système fournit ces énergies.

Lorsque la **transformation est ouverte** de 1 à 2 (état final 2 du système différent de son état initial 1) la somme des énergies mises en jeu n'est plus nulle : elle est égale à la variation de l'énergie interne U du système :

$$W_{12} + Q_{12} = \Delta U_{12} \qquad \textbf{(2)}$$

L'énergie interne est une **fonction d'état** : elle ne dépend que de l'état du système.

Dans les **moteurs thermiques**, la conversion d'énergie thermique/mécanique est toujours réalisée par l'intermédiaire d'un fluide [BE 8 020] : gaz, liquide ou vapeur qui traverse le moteur ou une partie du moteur. Sur le plan thermodynamique, ce fluide constitue le « système thermodynamique » évoqué ci-dessus.

1.2 Création d'entropie. Irréversibilités

Quel que soit le type d'énergie échangée, sa valeur est toujours obtenue en faisant le produit de deux grandeurs dont l'une a un caractère intensif (défini ponctuellement et ainsi qui ne dépend pas de la quantité du système considéré), l'autre un caractère extensif qui dépend de la quantité de système. La pression P et la température T par exemple ont un caractère intensif ; le volume V, la masse M, l'énergie interne U ont un caractère extensif [BE 8 007] [BE 8 008]. Ainsi :

– l'énergie mécanique, dans sa forme élémentaire, peut s'écrire :

$$\delta W = F\,\mathrm{d}\,\ell \text{ ou encore } \delta W = -P\,\mathrm{d}V \qquad \textbf{(3)}$$

avec F force (variable intensive),

ℓ déplacement (variable extensive) ;

– l'énergie électrique :

$$\delta E_e = E\,\mathrm{d}e \qquad \textbf{(4)}$$

avec E_e énergie électrique,

E potentiel électrique (variable intensive),

e charges électriques mises en jeu (variable extensive).

Pour l'énergie thermique, on écrit :

$$\delta Q = T\,\mathrm{d}S \qquad \textbf{(5)}$$

avec T température (exprimée en kelvins, K),

S **entropie** qui apparaît ainsi comme étant la variable extensive liée à la chaleur. Comme toutes les variables extensives, elle ne **dépend que de l'état du système**. En particulier, **lorsqu'un système évolue de manière cyclique** (mêmes états final et initial), **sa variation d'entropie est nulle**.

Par ailleurs, des considérations expérimentales simples montrent que toute évolution d'un système nécessite d'avoir des gradients des grandeurs intensives :

– un transfert de chaleur ne peut avoir lieu que s'il y a une différence de température (variable intensive) entre les deux corps ;

– un écoulement de fluide ne peut avoir lieu que s'il y a une différence de pression (variable intensive) entre deux sections de l'écoulement, etc.

De plus, on constate que le transfert ne se fait naturellement que dans un seul sens : de la zone à haute valeur intensive vers la zone à faible valeur intensive, jamais dans l'autre sens. Ce **transfert, irréversible**, nécessaire aux activités humaines, a comme corollaire une **création d'entropie**. Un exemple très simple illustre cela (figure **2**). Un corps à température T_1 donne une quantité de chaleur δQ à un corps plus froid, à la température T_2. L'application de l'équation (2) à chacun des deux corps donne :

$$|\delta Q| = T_1\,|\mathrm{d}\,S_1| = T_2\,|\mathrm{d}\,S_2| \qquad \textbf{(6)}$$

comme $T_2 < T_1$, on en déduit que :

$$|\mathrm{d}\,S_2| > |\mathrm{d}\,S_1|$$

Le transfert irréversible de chaleur crée une quantité d'entropie $\mathrm{d}S'$ égale à la différence des flux entropiques reçu et cédé par chacun des corps.

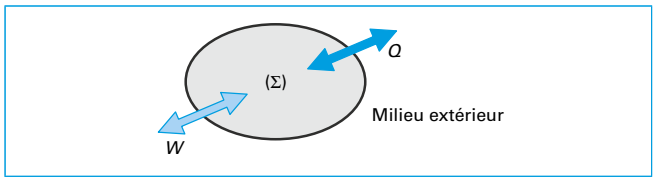


Figure 1 – Définition d'un système thermodynamique (Σ) et échanges d'énergies mécanique et thermique avec le milieu extérieur

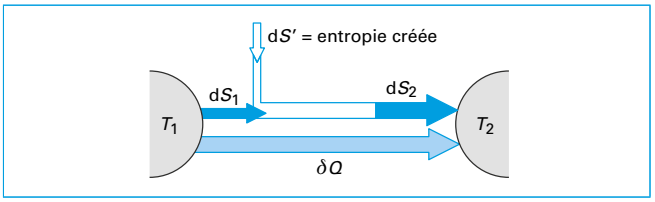


Figure 2 – Transfert de chaleur et d'entropie entre deux corps à températures différentes

Copyright © – Techniques de l'Ingénieur – Tous droits réservés

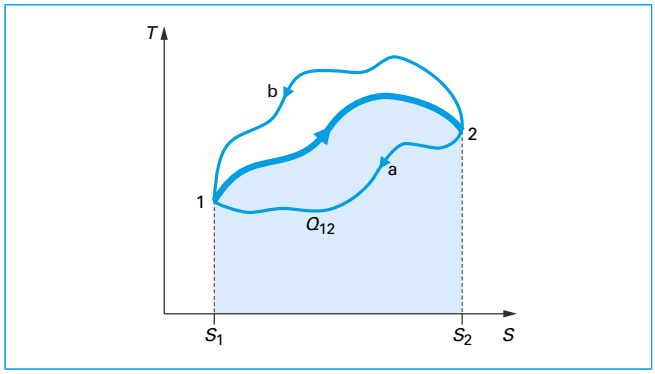


Figure 3 – Quantité de chaleur échangée au cours d'une évolution 1-2, puis au cours d'un cycle

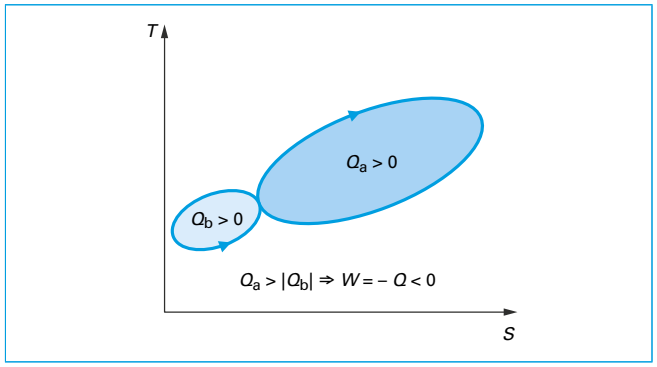


Figure 4 – Cycle quelconque d'évolution d'un fluide conduisant à un travail moteur

1.3 Cycles thermodynamiques. Moteurs. Rendement

Considérons l'évolution d'un fluide entre un état 1 et un état 2 et la représentation schématique de cette évolution dans un diagramme entropique *T-S* (figure **3**) [BE 8 040]. Selon l'équation (5), l'aire sous-tendue par la ligne 1-2 représente l'énergie thermique Q_{12} échangée entre le fluide et son milieu extérieur au cours de cette évolution. Dans l'exemple de la figure **3**, elle est positive ; le fluide reçoit de la chaleur au cours de cette évolution. Si le fluide revient à son état initial en empruntant un chemin thermodynamique différent, la quantité de chaleur mise en jeu au cours du retour est encore mesurée par l'aire sous-tendue par l'évolution. Deux cas se présentent alors :

– soit le retour se fait par un chemin de type 2-a-1 (figure **3**) qui donne un échange thermique Q_{2a1} négatif et inférieur en valeur absolue au retour par rapport à l'aller ;

– soit le retour se fait par 2-b-1 (figure **3**) et la quantité de chaleur Q_{2b1}, encore négative, est supérieure en module.

Dans le premier cas (1-2-a-1, l'échange thermique global Q sera positif), le système (le fluide) a globalement reçu de la chaleur et l'équation (1) implique qu'il aura fourni du travail au milieu extérieur ($W < 0$). Dans le cas 1-2-b-1, c'est le contraire.

On peut aussi conclure que, lorsqu'un cycle d'évolution est décrit, dans ce diagramme *T-S*, dans le sens des aiguilles d'une montre, le travail est négatif, c'est le cas d'un **moteur thermique**. Lorsque le cycle est décrit dans le sens trigonométrique

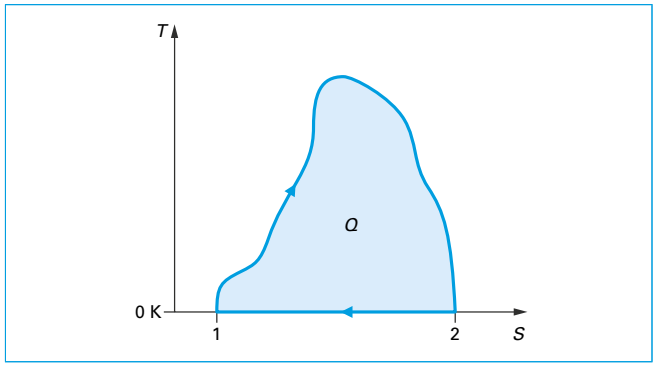


Figure 5 – Cycle particulier théorique conduisant à un rendement unité

Il n'est pas inutile d'insister sur un point qui souvent apparaît comme choquant au profane. Il s'agit de la nécessité qu'il y a à refroidir le fluide (système thermodynamique) d'un moteur avant de le réchauffer. Cela peut apparaître comme étant absurde. Mais c'est une nécessité thermodynamique attachée aux évolutions cycliques, donc au fait que l'entropie en particulier, fonction d'état, doit revenir à sa valeur initiale après évolution. Or, si tout apport de chaleur augmente l'entropie du système, le seul moyen de la diminuer consiste à céder de la chaleur au milieu extérieur. La seule possibilité conduisant à une perte thermique nulle $Q_2 = 0$ est

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4003

Production d'énergie électrique par centrales nucléaires

par **Pierre BACHER**
Directeur du traité Génie Nucléaire (Techniques de l'Ingénieur)
Ancien Directeur délégué de l'Équipement EDF

1.	**Description sommaire d'une centrale pour production d'électricité**	D 4 003 - 2
1.1	Chaudière	— 2
1.2	Système caloporteur	— 3
1.3	Système de production d'électricité	— 3
1.4	Interface avec le réseau	— 3
2.	**Débuts de l'électronucléaire**	— 3
3.	**Développement industriel et retour d'expérience : 1965-1995**	— 4
3.1	Réacteurs à eau : REP, REB, CANDU	— 4
	3.1.1 Les REP	— 4
	3.1.2 Les REB	— 6
	3.1.3 Les CANDU	— 6
3.2	Les RBMK	— 8
3.3	Les RNR	— 9
3.4	Centrales de démonstration HTR	— 10
3.5	Coûts des réacteurs industriels	— 10
4.	**Durée de vie des centrales et renouvellement**	— 11
4.1	Durée de vie technique	— 11
4.2	Durée de vie réglementaire	— 11
4.3	Durée de vie économique	— 11
4.4	Problématique du renouvellement	— 12
5.	**Conclusion**	— 12
Références bibliographiques		— 12

L'énergie nucléaire joue un rôle important dans la production électrique mondiale (à égalité avec l'hydraulique), européenne (33 %) et française (plus de 75 %). Le traité Génie Nucléaire des Techniques de l'Ingénieur donne les fondements théoriques des réacteurs nucléaires, explique en détail les questions de sûreté, de radioprotection et de gestion des déchets, décrit les multiples technologies mises en œuvre, et présente les principales filières de réacteurs développées au cours des cinquante dernières années ainsi que l'expérience acquise au cours de cette période.

Le présent article [D 4 003] cherche à présenter de façon synthétique les principales filières nucléaires avec l'intérêt respectif de chacune en fonction des objectifs poursuivis (production d'électricité, valorisation des ressources, gestion des déchets). Il passe en revue l'acquis considérable de cinquante années de développement, grâce auquel l'industrie nucléaire est aujourd'hui une des industries les plus sûres et les plus respectueuses de l'environnement, et permet de produire une électricité de base parmi les moins chères. L'article suivant [D 4 004] présentera l'état des réflexions sur le développement possible du nucléaire au XXI^e^ siècle, et sur les conditions d'un développement durable de cette énergie.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

Parution : août 2004

2

1. Description sommaire d'une centrale pour production d'électricité

Une centrale nucléaire pour la production d'électricité est avant tout une centrale thermique, constituée d'une chaudière, d'un système de transport de l'énergie produite dans la chaudière (qui peut comporter un, deux ou trois circuits) et d'un système de production d'électricité. Ce dernier a besoin d'une source froide et envoie l'électricité sur le réseau (figure **1**).

Les natures et les combinaisons possibles de ces différents éléments sont multiples. Nous verrons (§ 2) le très grand nombre de chaudières qui ont été envisagées dans les premières années du nucléaire et nous les classerons par type de fluide caloporteur. La production d'électricité peut être assurée dans certains cas par des turbines à vapeur, dans d'autres par des turbines à gaz, les unes ou les autres entraînant un alternateur. La source froide peut être soit l'eau (rivière ou mer), soit l'air.

Les caractéristiques de la chaudière imposent des conditions de températures et de pressions le plus souvent différentes de celles que l'on rencontre dans les centrales thermiques à flamme. Il en résulte que les technologies mises en œuvre dans les systèmes de production d'électricité sont fréquemment différentes de celles que l'on utilise dans ces centrales à flamme, ce qui a parfois réservé quelques surprises désagréables aux concepteurs qui avaient trop vite baptisé ces systèmes de « classiques ».

1.1 Chaudière

L'énergie produite dans une chaudière nucléaire provient de la fission de matériaux « fissiles », existant à l'état naturel ou fabriqués artificiellement :

— ^{235}U, existant en faible proportion (0,7 %) dans l'uranium naturel ;
— ^{239}Pu, produit par capture d'un neutron dans ^{238}U (99,3 % de l'uranium naturel) ;
— ^{233}U, produit par capture d'un neutron dans ^{232}Th.

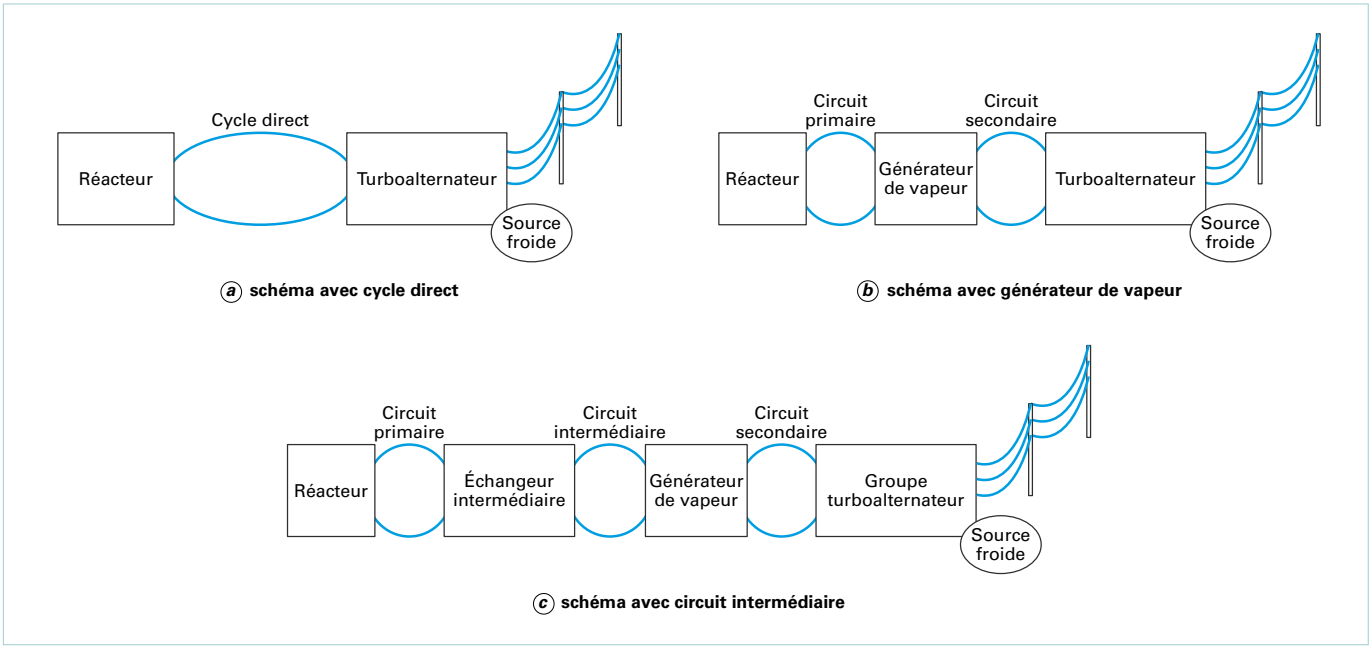
L'uranium 238 et le thorium 232 sont dits « fertiles ».

La fission (cassure en deux ou trois morceaux dits « produits de fission ») provoquée par un neutron s'accompagne d'un dégagement important d'énergie et de l'émission de deux ou trois neutrons de haute énergie. L'un de ceux-ci va servir à entretenir la réaction (d'où le nom de réaction en chaîne). Les autres vont être capturés dans les différents matériaux (dont les matériaux « fertiles » et les produits de fission). Une des caractéristiques importantes d'une chaudière nucléaire est que les produits de fission présents continuent à dégager de l'énergie même après arrêt de la réaction en chaîne, et que cette énergie doit être évacuée.

Les réactions de fission peuvent avoir lieu avec des neutrons de différentes énergies. Lorsqu'elles ont lieu majoritairement à une énergie proche de l'énergie d'émission des neutrons, on parle de réacteurs à neutrons rapides (RNR) ; lorsqu'elles ont lieu à basse énergie, après ralentissement des neutrons, on parle de réacteurs à neutrons thermiques. Dans ce dernier cas, il faut disposer d'un ralentisseur, appelé « modérateur », qui doit être un atome de faible masse atomique (pour bien ralentir les neutrons) et absorbant peu les neutrons.

Au cœur de la chaudière nucléaire, le combustible joue un rôle capital. C'est lui qui contient les matières fissiles et fertiles, ainsi que les produits de fission. Il doit donc supporter les fortes températures provoquées par les fissions, conserver une géométrie permettant son refroidissement, et assurer le confinement des produits de fission. Une exception : les réacteurs à combustible liquide, généralement du sel fondu d'uranium (§ 2).

La chaudière nucléaire comporte tout un ensemble d'auxiliaires destinés à assurer à tout moment le maintien rigoureux de la réaction en chaîne, le refroidissement de la chaudière et le confinement des produits radioactifs.



(a) schéma avec cycle direct

(b) schéma avec générateur de vapeur

(c) schéma avec circuit intermédiaire

Figure 1 – Schéma de principe d'une centrale de production d'électricité

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

La chaudière, enfin, est contenue dans une enceinte résistant aux pressions et aux températures normales ou accidentelles. Cette enceinte est généralement en acier pour les réacteurs à eau ou à métal liquide, mais peut être en béton précontraint pour les chaudières de grandes dimensions utilisant un caloporteur gaz.

1.2 Système caloporteur

La densité de puissance des chaudières nucléaires est sensiblement plus élevée que dans les chaudières à flamme (réacteurs à gaz : 5 kW/L ; réacteurs à eau : 50 à 100 kW/L ; réacteurs rapides au sodium : 300 kW/L). On cherche donc un fluide caloporteur ayant de bonnes caractéristiques thermodynamiques, mais absorbant peu de neutrons : gaz sous forte pression, eau ou métal liquide.

Le caloporteur peut, dans certains cas, entraîner directement le groupe turboalternateur, ce qui simplifie les circuits mais impose de traiter le système de production d'électricité avec autant de précautions que la chaudière. Dans de nombreux systèmes, le caloporteur « primaire » cède son énergie à un fluide « secondaire » – généralement de l'eau – qui entraînera la turbine à vapeur. Le transfert d'énergie a lieu dans un « générateur de vapeur », matériel soumis à des conditions de travail assez particulières, à l'origine de nombreux incidents au cours des vingt premières années du nucléaire civil. Dans certains cas, notamment celui des RNR refroidis par métal liquide, on a jugé prudent d'intercaler entre le fluide primaire et le fluide secondaire un circuit « intermédiaire » qui évite le risque de contact accidentel entre le métal liquide primaire et l'eau secondaire.

1.3 Système de production d'électricité

Le système de production d'électricité est toujours un turboalternateur, la turbine étant entraînée soit par le fluide primaire (gaz ou eau), soit par le fluide secondaire (eau). La source froide peut être soit l'air (dans le cas des turbines à gaz simples), soit, le plus souvent, l'eau (turbines à gaz avec cycle vapeur combiné, turbines à vapeur). Lorsque les capacités de refroidissement de la source froide sont insuffisantes, on ajoute un réfrigérant atmosphérique.

1.4 Interface avec le réseau

retour à la puissance nominale est par contre soumis à certaines conditions, liées au comportement du combustible qui subit l'essentiel des contraintes dues à ces variations de charge. Globalement, le parc nucléaire français s'est parfaitement adapté aux contraintes imposées par le réseau, et vice versa.

2. Débuts de l'électronucléaire

Les débuts de l'électronucléaire ont vu fleurir un très grand nombre de projets, combinant les différents matériaux possibles :

— **matériaux fissiles** : uranium (^{235}U) et plutonium (^{235}Pu) ;
— **modérateurs** : eau ordinaire (H_2O), eau lourde (D_2O) et graphite (C) ;
— **matériaux fertiles** : uranium (^{238}U) et thorium (Th) ;
— **caloporteurs** : eau ordinaire, eau lourde, liquides organiques, dioxyde de carbone (CO_2), hélium (He), sodium (Na), plomb (Pb), mercure (Hg) ;
— **matériaux de structure** : béton précontraint, aciers au carbone, aciers inoxydables, notamment austénitiques et ferritiques, et alliages utilisés pour les gaines des combustibles, à base de Mg, de Zr ou d'aciers ;
— **matériaux absorbants** : bore, cadmium, hafnium, gadolinium, argent et indium.

Il en résulte théoriquement une centaine de familles de réacteurs, encore appelées filières, chaque filière étant caractérisée par une combinaison de matériaux fissiles et fertiles, de modérateur (ou d'absence de modérateur), et de caloporteur.

Aux débuts de l'exploitation de l'énergie nucléaire, les choix étaient dictés par les disponibilités des matières fissiles : dans les années 1940 aux États-Unis et au Canada, et 1950 en France et en Grande-Bretagne, seul l'uranium naturel étant disponible, les choix de modérateurs se portèrent vers des matériaux légers peu absorbants :

— le graphite (pile de Chicago en 1942, réacteurs de production de plutonium, puis réacteurs électrogènes anglais et français) ;
— l'eau lourde.

L'enrichissement de l'uranium naturel en ^{235}U dans les usines de séparation isotopique et la production de plutonium dans les premiers réacteurs ont très largement ouvert les combinaisons possibles, et les années 1950 virent une floraison d'idées dans un « monde nucléaire » comportant encore plus de chercheurs que d'industriels. À côté de la poursuite du développement industriel

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4004

Stratégies de développement des filières nucléaires

par **Pierre BACHER**
Directeur du traité Génie Nucléaire (Techniques de l'Ingénieur)
Ancien Directeur délégué de l'Équipement EDF

1.	**Objectifs**	D 4 004 –	2
2.	**Contraintes communes à toutes les filières**	—	2
2.1	Sûreté et risques terroristes	—	2
2.2	Déchets	—	4
2.3	Non-prolifération	—	5
2.4	Économie	—	6
3.	**Quelles filières nucléaires ?**	—	6
3.1	Généralités	—	6
3.2	Technologies éprouvées : REP, REB, CANDU	—	7
3.3	Technologies non éprouvées mais disposant d'une expérience importante	—	7
3.4	Technologies à l'état de concept	—	8
4.	**Systèmes énergétiques et le « Forum Génération IV »**	—	10
4.1	Systèmes basés sur les réacteurs à neutrons thermiques et un faible enrichissement	—	10
4.2	Systèmes cherchant à valoriser ^{238}U	—	11
4.3	Systèmes cherchant à brûler le Pu	—	11
4.4	Systèmes permettant de détruire les actinides mineurs	—	11
4.5	Systèmes basés sur le thorium	—	12
4.6	Le Forum International Gen IV	—	12
5.	**Conclusion**	—	12
Références bibliographiques		—	12

Dans un premier article consacré aux filières nucléaires de production d'électricité [D 4 003], nous avons décrit sommairement les différents types de centrales, caractérisés avant tout par le fluide caloporteur qui extrait l'énergie produite dans le réacteur nucléaire pour l'apporter au système de production d'électricité ; nous avons expliqué comment et pourquoi ont survécu quelques « filières » exploitant les technologies les plus simples et les plus économiques ; nous avons dressé un bilan du retour d'expérience, 30 ans après le début de l'énergie nucléaire commerciale, et donné un éclairage sur la durée de vie des centrales actuellement en service.

Le développement de l'énergie nucléaire dans les décennies à venir dépendra des objectifs poursuivis, des technologies disponibles et des stratégies mises en œuvre dans le monde. Ces dernières dépendront fortement de considérations non techniques, au premier chef de l'acceptation par les populations et donc de la façon dont celles-ci en percevront les avantages comme les inconvénients. Nous n'aborderons pas dans cet article ces aspects sociologiques du développement des différentes énergies, nous limitant aux aspects techniques. Nous aborderons successivement :

— les objectifs que l'on peut se fixer en fonction des stratégies de développement ;

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

Parution : août 2004

— les contraintes communes à l'ensemble des filières ;
— les différentes filières disponibles avec plus ou moins de développements ;
— les combinaisons de filières, baptisées « systèmes nucléaires », susceptibles d'atteindre les objectifs précédents.

2

1. Objectifs

Le développement de l'énergie nucléaire, pour être durable, doit atteindre trois objectifs abordés dans cet article (encadré **1**) et satisfaire aux contraintes évoquées dans l'article [D 4 003].

Encadré 1 – Les objectifs d'un développement durable de l'énergie nucléaire

- **Objectif A** : produire de l'électricité (et éventuellement de la chaleur) compétitive avec les autres énergies.
- **Objectif B** : en amont, utiliser au mieux les ressources.
- **Objectif C** : en aval, limiter les déchets et, notamment, les déchets ultimes.

À ce jour, seul le premier de ces objectifs a vraiment donné lieu à un développement industriel, même si les deux autres ont été explorés plus ou moins loin :

— les filières à eau fournissent de l'énergie en consommant ^{235}U et en produisant du plutonium, lequel s'accumule (objectif A) ;
— les réacteurs à neutrons rapides expérimentaux ont permis de confirmer la possibilité de produire de l'énergie en valorisant ^{238}U, sans accumuler de plutonium (objectifs A et B) ;
— les projets HTR (réacteurs à gaz à haute température) permettraient de produire de l'énergie en consommant du plutonium (objectifs A et C) ;
— quelques expériences ont été réalisées (dans Phénix) pour brûler des actinides mineurs, et des études sont conduites dans ce même but sur les systèmes pilotés par accélérateur et les réacteurs à sel fondu (objectif C).

On conçoit que des politiques d'utilisation de l'énergie nucléaire soucieuses d'atteindre tout ou partie des objectifs A, B et C ne pourront pas ne faire appel qu'à une filière, mais bien à une combinaison de différentes filières :

— si le seul but était de maîtriser les stocks de Pu produits par les REP (réacteurs à eau pressurisée), on pourrait leur adjoindre des HTR ;
— si le seul but était de valoriser les ressources naturelles, on pourrait adjoindre aux REP des RNR, voire, au bout d'un certain temps, n'utiliser que des RNR (réacteurs à neutrons rapides) ;
— si le seul but était de détruire le plus efficacement possible les actinides mineurs produits dans les REP, il faudrait probablement développer les systèmes sous-critiques pilotés par accélérateur.

On peut également imaginer des politiques évolutives, par exemple :

— dans un premier temps, alors que les ressources en ^{235}U sont abondantes, combiner REP et HTR afin de limiter l'accumulation de Pu ;
— plus tard, lorsque les ressources commenceront à se raréfier, combiner REP et RNR ;
— encore plus tard, combiner RNR et systèmes hybrides.

Enfin, une politique d'abandon du nucléaire, mais soucieuse de ne pas léguer aux générations lointaines des quantités importantes de Pu et d'actinides mineurs, devrait mettre en œuvre des moyens de brûler le Pu (HTR) et éventuellement de détruire les actinides mineurs.

On doit donc s'intéresser, au-delà des différentes filières, aux « systèmes nucléaires » combinant plusieurs filières en fonction du poids accordé à chacun des trois objectifs A, B et C. Nous examinerons cinq systèmes (encadré **2**) qui ont en commun de produire de l'énergie (objectif A) :

— le premier (§ 4.1), qui met l'objectif A en priorité, néglige quelque peu l'objectif C et surtout l'objectif B ;
— le deuxième (§ 4.2) améliore fortement l'objectif B et, éventuellement, l'objectif C ;
— le troisième (§ 4.3) et le quatrième (§ 4.4) permettraient de rattraper les « oublis » du premier en ce qui concerne l'objectif C ;
— le cinquième (§ 4.5) est l'équivalent du deuxième (§ 4.2), mais avec un autre matériau fertile.

Encadré 2 – Systèmes nucléaires

1. Systèmes basés sur les réacteurs à neutrons thermiques et un faible enrichissement.
2. Systèmes cherchant à valoriser ^{238}U.
3. Systèmes cherchant à brûler le plutonium.
4. Systèmes permettant de détruire les actinides mineurs.
5. Systèmes basés sur le thorium.

À l'initiative des États-Unis, un groupe d'experts d'une dizaine de pays, regroupé au sein du « Forum Génération IV » ont engagé une réflexion sur ces questions. Les conclusions en seront présentées au paragraphe (§ 4.6).

2. Contraintes communes à toutes les filières

Le développement de l'énergie nucléaire au cours de ce siècle, et notamment son acceptation par la société, ne pourra se faire que dans la mesure où des garanties sérieuses auront été apportées dans un certain nombre de domaines. Cela implique la prise en compte d'un certain nombre de contraintes, quelle que soit la filière envisagée. Seront abordées successivement les questions de sûreté, de déchets, de non-prolifération et d'économie.

2.1 Sûreté et risques terroristes

Les filières nucléaires ont pour vocation première la production d'énergie électrique, avec comme condition impérative de le faire de façon sûre. Cette condition a conduit dans le passé à écarter a priori certaines voies intéressantes sur le plan neutronique, mais intrinsèquement dangereuses, par exemple lorsqu'elles risquaient de mettre en contact à l'intérieur même du réacteur des matériaux susceptibles de provoquer une explosion (exemple : eau lourde, le meilleur modérateur, et sodium, le meilleur caloporteur), ou lorsque le réacteur était instable : condition qui a conduit dans les années 1970 à l'abandon du concept de réacteur modéré à l'eau lourde et refroidi à l'eau ordinaire bouillante, et qui aurait dû, pour les mêmes raisons, écarter le RBMK (notamment Tchernobyl) tel qu'il a été conçu. Seules seront examinées ici des filières remplissant les conditions de sûreté requises.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

L'évaluation de la sûreté et, encore plus, une démonstration compréhensible, même pour les non-spécialistes, sont des exercices difficiles. L'une comme l'autre font appel, depuis une trentaine d'années, à deux approches moins concurrentes que complémentaires :

— une évaluation probabiliste quantitative des risques d'accidents et de leurs conséquences ;

— une évaluation plus qualitative de la robustesse de l'installation.

● La **première approche**, outil méthodologique puissant, est considérée aujourd'hui comme indispensable tant pour le concepteur que pour l'analyste de sûreté, mais se heurte à deux difficultés :

— au niveau de l'analyse, aux difficultés d'évaluation de la probabilité d'événements extrêmement rares ou imprévisibles (tremblements de terre plus violents que ceux jamais observés, actes de terrorisme...) et de la prise en compte du facteur humain dans la conduite de l'installation ;

— au niveau du citoyen, le manque de « culture probabiliste » c'est-à-dire d'appréciation du risque. L'attitude la plus fréquente se caractérise à la fois par l'exigence d'un risque nul et la conviction que le risque nul n'existe pas. La mesure du risque en termes de probabilités n'est pas encore largement répandue.

À titre d'exemple, les études probabilistes conduites par l'autorité de sûreté américaine dans les années qui ont suivi l'accident de Three Mile Island [1] ont montré que les dispositions prises par les exploitants avaient effectivement réduit de 1 à 2 ordres de grandeur la probabilité qu'il y ait un accident de fusion de cœur, et d'environ un ordre de grandeur les quantités de produits radioactifs susceptibles d'être relâchées à la suite d'un tel accident. Les objectifs imposés par les autorités de sûreté allemande et française pour le projet EPR se traduisent par une diminution supplémentaire d'un facteur 3 ou 4 de la probabilité d'accident grave et d'un ordre de grandeur des conséquences d'un tel accident. Il s'agit, dans un cas comme dans l'autre, d'améliorations très importantes de la sûreté.

● La **deuxième approche** est qualitative. Ayant défini les grands objectifs de la sûreté qui découlent de la spécificité de l'énergie de fission, on applique une démarche dite de défense en profondeur. Les trois grandes fonctions de sûreté sont données dans l'encadré **3**.

Encadré 3 – Les trois fonctions de sûreté

1. Le contrôle de la réaction en chaîne.
2. L'évacuation à tout moment de l'énergie produite dans le cœur, production qui se poursuit à hauteur de quelques pourcent après l'arrêt de la réaction en chaîne (on parle alors de puissance résiduelle).
3. Le confinement de la radioactivité, l'essentiel de celle-ci

États-Unis et de Tchernobyl en URSS, le concept de « culture de sûreté » a été développé et largement mis en œuvre dans l'ensemble de l'industrie nucléaire. Les exploitants nucléaires, notamment, ont entrepris d'échanger leurs meilleures pratiques et de s'informer sur tous les incidents significatifs, au sein de la World Association of Nuclear Operators (WANO). Les autorités de sûreté des différents pays ont, elles aussi, établi des relations étroites, qui faisaient défaut entre l'Est et l'Ouest avant la catastrophe de Tchernobyl, et l'AIEA a fait adopter, par l'ensemble des pays nucléaires, un ensemble de principes et de règles de sûreté communs.

■ Certaines filières sont-elles « plus sûres » que d'autres ? Il est difficile, voire hasardeux, de répondre à une telle question dès lors qu'ont été écartées les filières « intrinsèquement non sûres », du fait soit des matériaux qu'elles utiliseraient, soit de leur instabilité. Trois rapports publiés par l'International Safety Assessment Group (INSAG) peu après la catastrophe de Tchernobyl [3] [4] [5] proposent à la communauté internationale des principes de sûreté déjà en usage ou recommandés dans les pays occidentaux :

— des objectifs probabilistes (moins d'une chance sur 100 000 d'accident affectant l'intégrité du cœur, moins d'une chance sur un million de rejets radioactifs importants) ;

— une démarche de défense en profondeur ;

— et les bases de la « culture de sûreté ».

Toutes les filières évoquées ici sont capables d'atteindre ces objectifs probabilistes et appliquent les principes de la défense en profondeur. Les promoteurs de certaines filières nouvelles affirment pouvoir faire beaucoup mieux, mais force est de constater que la crédibilité de probabilités calculées, sensiblement inférieures à un sur un million, reste à démontrer.

Sur un plan plus qualitatif, on peut illustrer les difficultés rencontrées par trois exemples, chacun se rapportant à une des trois fonctions de sûreté.

● Les promoteurs des systèmes pilotés par accélérateur (§ 3.4) ont longtemps affirmé que ces systèmes étaient très sûrs vis-à-vis de **l'arrêt de la réaction en chaîne**, puisqu'il suffit de couper le courant et l'accélérateur s'arrête ; mais c'est oublier que la principale difficulté réside précisément dans l'élaboration d'un ordre de coupure de courant qui soit suffisamment fiable pour couper quand il le faut mais ne pas couper quand il ne le faut pas : la difficulté est rigoureusement la même, quelle que soit la filière.

● Les promoteurs de la filière à sel fondu (§ 3.4) vantent les mérites d'un système dont le circuit primaire est à basse pression, ce qui facilite la conception de l'enveloppe du circuit primaire. Mais c'est oublier un peu vite que dans un tel système, le combustible n'a pas de gaine[1] : il n'y a donc que **deux barrières** entre les produits radioactifs et l'environnement, et chacune d'entre elles doit donc

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4005

Production d'énergie électrique par sources renouvelables

par **Bernard MULTON**
Agrégé de Génie Électrique
Docteur de l'Université de Paris 6
Professeur des Universités de l'École Normale Supérieure de Cachan-Antenne de Bretagne

1.	**Hydraulique**	D 4 005 - 2
2.	**Solaire thermodynamique**	— 3
3.	**Solaire photovoltaïque**	— 4
4.	**Aérogénération (éoliennes)**	— 6
5.	**Générateurs utilisant la houle**	— 8
6.	**Production marée-motrice et par les courants marins**	— 8
7.	**Électricité géothermique**	— 9
8.	**Génération et cogénération à partir de la biomasse ou de déchets**	— 10
9.	**Conclusion**	— 11
Références bibliographiques		— 11

L'électricité, forme propre de l'énergie par excellence, est aujourd'hui produite, à près de 80 %, grâce à la combustion des carburants fossiles ou de l'uranium 235 (fission nucléaire), ressources épuisables [D 3 900]. Elle contribue ainsi abondamment à la production de déchets nuisibles pour l'environnement. Les ressources énergétiques renouvelables sont pourtant considérables et parfaitement capables, à long terme, de satisfaire la majeure partie de nos besoins. Mais outre l'hydroélectricité, technologie parfaitement mature, les solutions de conversion des ressources renouvelables, que sont le ***soleil,*** *le* ***vent,*** *la* ***houle,*** *la* ***biomasse,*** *etc., sont encore en phase de décollage industriel et ne représentent qu'une faible part dans le bilan global.*

Après de nombreux soubresauts, les contraintes environnementales, le rapprochement de l'échéance d'épuisement des ressources fossiles et fissiles ainsi que les soucis d'indépendance énergétique conduisent depuis les années 1990 à un décollage significatif des filières de production d'électricité d'origine renouvelable, qualifiées de nouvelles, c'est-à-dire hors « grande hydroélectricité ».

Le présent article a pour objectif principal de faire prendre conscience, au lecteur, des évolutions des « filières nouvelles » ainsi que de leur potentiel énergétique et économique. Enfin, il est loin d'être exhaustif, notamment dans les domaines les plus émergents dans lesquels la « nature économique » n'a pas encore opéré de sélection.

Le lecteur trouvera en [D 4 006] des éléments de comparaison de ces différents types de source d'énergie.

Parution : mai 2003

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique

1. Hydraulique

Contexte de la production d'électricité

La production d'énergie électrique s'est développée dès la **fin du XIX^{e} siècle** et s'est organisée rapidement en réseaux, l'objectif étant de mettre à disposition du plus grand nombre cette ressource produite à partir d'usines centralisées fonctionnant à partir de l'énergie hydraulique et des combustibles fossiles. Le transport en courant alternatif s'est, dans ce contexte et avec les moyens technologiques de l'époque, rapidement imposé. Les puissances unitaires des usines de production ont régulièrement crû jusque, dans les années 1980, à des valeurs supérieures au gigawatt.

À la **fin du XX^{e} siècle,** on a assisté à deux évolutions importantes. D'une part, une production d'énergie électrique autonome ou en « site isolé » a été proposée aux consommateurs qui ne disposaient pas du réseau (zones rurales des pays en voie de développement) ou pour ceux qui en étaient éloignés et pour lesquels le coût de raccordement était supérieur à l'investissement dans un système de production autonome. Les puissances unitaires de ces systèmes, à l'échelle de l'habitat individuel ou de la collectivité locale, sont relativement faibles de la centaine de watts à quelques dizaines de kilowatts. D'autre part, l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité a permis à des investisseurs de produire de l'électricité à partir de relativement petites unités généralement thermomécaniques (turbines à gaz).

Enfin, les prises de consciences environnementales ont conduit à une croissance de l'exploitation des ressources renouvelables (figure **1**), ce qui a encore amplifié le phénomène de décentralisation (ou de distribution) de la production d'énergie électrique.

On rencontre ainsi deux situations fondamentales de production d'électricité, celles en **réseaux interconnectés** et celles **autonomes.** Le réseau offre l'immense avantage de la mutualisation des ressources et du lissage de la consommation et permet ainsi de réduire la nécessité d'un stockage intermédiaire. Le réseau est stabilisé en adaptant, en temps réel, la production à la consommation. En site isolé, la stabilité de la fréquence et de la tension est assurée par la régulation du système de production s'il utilise du carburant comme source primaire et par la présence d'un système de stockage s'il exploite des ressources fluctuantes comme le soleil ou le vent. Notons que les réseaux ont également recours à des systèmes de stockage hydraulique : lors des périodes de basse consommation, certaines centrales spécifiques pompent l'eau d'un bassin inférieur vers un bassin supérieur ; cette eau (énergie potentielle) est turbinée dans les périodes de pointe. Cela permet notamment de prolonger la durée de vie des centrales thermiques en réduisant la fatigue occasionnée par les variations de puissance.

Des évolutions importantes se préparent dans le secteur de la production d'électricité [2] [3]. On prévoit, **jusqu'en 2020,** que, malgré une forte croissance des solutions alternatives, les sources traditionnelles resteront largement dominantes (figure **2**). Ce n'est que **vers 2050** [D 3 900], réf. [1] que l'on envisage une part considérable des sources d'énergie renouvelables, autres qu'hydraulique, dans la production d'électricité. Alors, pourquoi se préoccuper de ces changements aussitôt ? Parce que ces systèmes stratégiques nécessitent une longue maturation industrielle pour atteindre la fiabilité et la compétitivité nécessaires. C'est la raison pour laquelle de très nombreuses nations subventionnent le rachat d'une électricité qui n'est pas encore compétitive surtout lorsque l'on ne sait pas considérer les coûts annexes, notamment environnementaux.

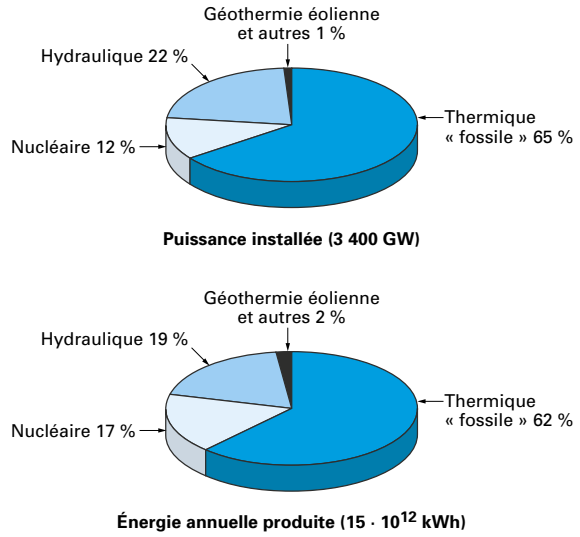


Figure 1 – Répartition par sources primaires de la production d'électricité (données 2000)

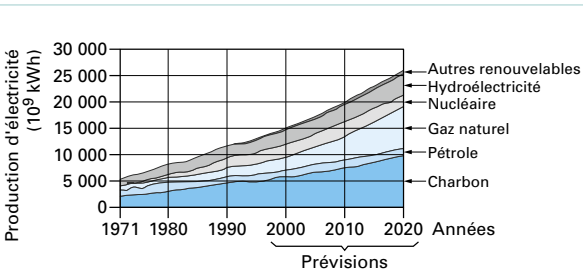


Figure 2 – Progression au niveau mondial de la production d'électricité des sources primaires (données Agence Internationale de l'Énergie)

C'est aujourd'hui, et de très loin, la première source d'électricité d'origine renouvelable. La puissance installée dans le monde atteint **740 GW** pour une production annuelle de **2,7 · 10^{12} kWh.** C'est une solution extrêmement attractive qui est exploitée au voisinage du maximum de son potentiel dans de nombreux pays industrialisés. En France, environ 90 % des ressources sont utilisées. Certaines régions du monde sont plus favorisées que d'autres (Norvège, Québec, Amazonie, Chine...) mais une grande partie des zones habitées sont traversées par des cours d'eau dont le potentiel est souvent encore peu exploité (11 % en Asie, 7 % dans les pays de la CEI et 4 % seulement en Afrique).

Au niveau mondial, l'énergie hydraulique pourrait permettre de produire annuellement 40,5 · 10^{12} kWh. Sur l'ensemble des sites, 14,3 · 10^{12} kWh seraient techniquement exploitables soit plus que la consommation actuelle totale d'électricité [4]. La Chine arrive au premier rang en terme de potentiel avec 370 GW constructibles et 1 900 · 10^{9} kWh annuels.

La plus grande centrale (Itaipu) sur la frontière du Brésil et du Paraguay a une puissance de 12,6 GW (début de la mise en service

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
© Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique

en 1991, $90 \cdot 10^9$ kWh produits en 1999). La croissance du marché s'effectue surtout dans les pays en voie de développement possédant les ressources.

Exemple : la construction en Chine d'une centrale de 18 GW (barrage des Trois Gorges), soit 27 générateurs de 700 MW, dont la mise en service a commencé en 2002, mérite d'être mentionnée. Plus d'un million de personnes ont été déplacées, plusieurs sites archéologiques majeurs ont été inondés et il y aura des conséquences sur l'environnement.

Lorsque le relief le permet, l'énergie hydraulique offre un intéressant moyen de stockage d'énergie appelé « **stockage hydraulique gravitaire** ».

Exemple : en France, dans l'usine de Grand'Maison, 2 bassins séparés de 935 m de dénivelée et d'une contenance de 170 Mm^3, permettent le stockage de $400 \cdot 10^6$ kWh. Douze groupes turbo-alternateurs de 150 MW peuvent fournir des pointes de puissance de 1,8 GW et 8 sont réversibles pour le pompage en période creuse.

Cette forme de stockage d'énergie est très utilisée dans le monde. En France ce sont 4,3 GW qui sont installés pour cette fonction avec une énergie annuelle rendue de $5{,}2 \cdot 10^9$ kWh, le rendement énergétique (sur un cycle complet de stockage et déstockage) étant de l'ordre 60 à 70 %.

Les **petites centrales hydrauliques** (PCH) sont attractives pour une production décentralisée et pour accroître encore l'exploitation de cette ressource. Il s'agit, par définition, des puissances inférieures à environ 10 MW (la fourchette va de 0,5 MW au Luxembourg à 50 MW au Brésil). Elles sont considérées comme faisant partie des nouvelles solutions de production d'électricité d'origine renouvelable et font l'objet d'incitations, notamment à travers une tarification de rachat du kWh avantageuse. On estime la production annuelle mondiale des PCH à $100 \cdot 10^9$ kWh. En France, alors que la grande hydroélectricité a quasiment atteint la saturation, il reste encore un potentiel d'évolution des PCH, soit 3 500 unités pour une puissance maximale de 1 700 MW et environ $7 \cdot 10^9$ kWh annuels.

Les hydrogénérateurs sont constitués d'une turbine hydraulique associée à une génératrice électrique. Celle-ci est de type asynchrone jusqu'à 2 MW environ et synchrone au-delà. Jusqu'à des puissances de l'ordre de la dizaine de MW, la turbine lente entraîne la machine électrique à travers un multiplicateur de vitesse. Les rendements de conversion sont de l'ordre de 60 à 90 % selon les turbines, les pertes de charge dans les conduites et les génératrices.

Des gains significatifs de productivité (de l'ordre de 10 à 15 %) pourraient être apportés grâce à la vitesse variable ainsi que grâce à des générateurs à plus haut rendement, surtout en petites puissances (machines à aimants). Mais ces technologies, couramment

2. Solaire thermodynamique

Le potentiel de l'énergie solaire est énorme [D 3 900], réf. [1] et les différences d'énergie reçue annuellement, entre les zones les plus ensoleillées et celles qui le sont le moins, ne varient que dans un rapport 1 à 2. Mais l'irradiation solaire est fluctuante (alternances jour-nuit, rythmes saisonniers, nuages), elle nécessite un stockage en site isolé et peut se faire au « fil du soleil » lorsque l'on est connecté au réseau.

La puissance maximale rayonnée au niveau du sol vaut environ 1 kW/m^2 et peut atteindre 1,2 kW/m^2 dans certaines situations de réflexion nuageuse. Un carré de 100 m de côté dans le sud de la France reçoit $14 \cdot 10^6$ kWh thermiques annuels, soit 1 400 kWh/m^2 annuels, avec des pointes de puissance de 12 MW.

Héritées des solutions des centrales thermiques à combustibles, les centrales solaires thermodynamiques permettent d'exploiter directement la chaleur rayonnée par le soleil pour **chauffer de l'eau en vapeur** *via* un fluide caloporteur. Un stockage intermédiaire de chaleur permet de lisser la production. Même avec les faibles rendements thermodynamiques des **turbines à vapeur** (30 % environ), on peut envisager, dans un tel carré, une production annuelle électrique de $\mathbf{4 \cdot 10^6}$ **kWh** avec une puissance électrique crête de **3 MW** environ.

Pour la production à grande échelle, on trouve principalement deux grandes familles de systèmes solaires thermodynamiques [6].

La première utilise des **capteurs paraboliques,** cylindro-paraboliques, également appelés « **auges** », au fond desquels se trouve un tube parcouru par un fluide caloporteur. Leur axe de rotation orienté Nord-Sud permet le suivi du soleil d'Est en Ouest. La figure ***3a*** montre le schéma d'une telle auge solaire. La figure ***3b*** est une photographie d'un détail de la plus grande centrale solaire thermodynamique (80 MW). En Californie, de 1984 à 1991, neuf usines de 13,8 à 80 MW ont été construites et totalisent une puissance de 354 MW. Le facteur de concentration du rayonnement solaire est de 30 à 60 et permet d'échauffer le fluide caloporteur (huile) à 390 °C. Un échangeur de chaleur permet de produire de la vapeur à 370 °C sous 10 bar. Le rendement complet du système a atteint, dans les meilleures conditions, une valeur de 22 %, sachant que celui de la turbine est de 37 %.

La seconde famille exploite une **tour** contenant une chaudière vers laquelle est concentré le rayonnement capté par un champ d'héliostats (figure ***4a***). En France, la centrale Thémis dans les Pyrénées a permis de tester ce principe durant les années 1980 [7]. Un ensemble de 200 miroirs (rendement de 90 %) à orientation pilotée dirigeait le rayonnement solaire vers une tour de 100 m, dans une cavité de 56 m^3. Une puissance thermique de 9 MW

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4006

Sources renouvelables d'électricité

Des chiffres pour comparer

par **Bernard MULTON**
Agrégé de Génie Électrique
Docteur de l'Université de Paris 6
Professeur des Universités de l'École Normale Supérieure de Cachan-Antenne de Bretagne

1. Contexte du coût de production ..... D 4 006 - 2
2. Bilan comparatif ..... — 2
2.1 Définitions ..... — 2
2.2 Remarques ..... — 2
Références bibliographiques ..... — 4

Les sources d'électricité renouvelables que sont l'hydraulique, le solaire, l'aérogénération, etc., font l'objet de l'article précédent [D 4 005].

Dans cet article, nous nous contentons de récapituler les données de production, de croissance et de coût afin de donner au lecteur des éléments de comparaison des différents types de sources d'énergie.

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4008

Production d'électricité par aménagements hydrauliques

par **Pierre LAVY**
Ingénieur de l'École nationale supérieure d'ingénieurs électriciens de Grenoble (IEG)
Ancien directeur technique de l'hydraulique d'EDF

1. Ressources naturelles ..... D 4 008 – 3
1.1 Topographie et géologie ..... — 3
1.2 Hydrologie ..... — 3
1.3 Étude des crues ..... — 4
1.4 Qualité de l'eau ..... — 4

2. Impact environnemental ..... — 4
2.1 Effets des barrages ..... — 4
2.2 Effets sur l'aval des barrages ..... — 4
2.3 Impact économique local ..... — 4

3. Aménagements ..... — 5
3.1 Caractéristiques d'une chute ..... — 5
3.2 Types de production ..... — 5
3.3 Valeur économique d'un aménagement ..... — 5
3.4 Types d'aménagements ..... — 5

4. Ouvrages ..... — 7
4.1 Barrages ..... — 7
4.2 Ouvrages annexes ..... — 9
4.3 Ouvrages de dérivation ..... — 11
4.4 Centrales ..... — 14

5. Matériels ..... — 15
5.1 Matériels des prises ..... — 15
5.2 Vannes ..... — 15
5.3 Turbines ..... — 17
5.4 Paliers, butées et pivots ..... — 17
5.5 Matériels électriques ..... — 18
5.6 Services auxiliaires ..... — 18

6. Automatismes ..... — 19
6.1 Automates de groupe ..... — 19
6.2 Automate de centrale ..... — 19
6.3 Télésurveillance ..... — 19

7. Exploitation ..... — 20
7.1 Principes ..... — 20
7.2 Maintenance courante ..... — 20
7.3 Maintenance programmée ..... — 20

Pour en savoir plus ..... Doc. D 4 008

L'hydroélectricité a permis, avec l'électricité des centrales thermiques à combustibles puis nucléaires, de mettre à disposition de l'industrie et des particuliers l'énergie nécessaire à leur développement. Dans les pays développés, la quasi-totalité des ressources hydrauliques rentables est équipée et la demande augmentant, l'hydroélectricité perd sa primauté, sauf dans les pays nordiques.

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

Parution : mai 2004

2

En revanche, de grandes réserves sont en voie d'équipement dans les pays en voie de développement et les pays asiatiques.

Les systèmes électriques des pays développés étaient très liés aux organisations nationales jusqu'à la fin du XX^{e} siècle. Mais la libération de l'organisation menant à l'ouverture des marchés de l'électricité conduira à modifier les critères d'investissement dans l'hydraulique (voir l'article [D 4 007] « Le secteur électrique : du monopole à la concurrence »).

Les qualités de l'hydroélectricité pour l'équilibre permanent entre la production et la consommation sont un atout de pérennité :

— une énergie renouvelable et propre ;
— un coût combustible nul et une énergie nationale ;
— une excellente disponibilité sur l'année (~ 90 %) ;
— une fiabilité des réponses aux sollicitations (~ 99 %) ;
— des temps de réponse très courts (de l'arrêt à la pleine puissance en quelques minutes).

L'augmentation de la consommation globale d'énergie des pays développés, et ses conséquences sur la détérioration de l'environnement, a conduit à repenser au développement des ***énergies renouvelables****, l'hydroélectricité restant de loin la plus importante en terme de production. Les grandes retenues d'eau avaient principalement pour but de fournir une réserve d'électricité, elles ont de plus en plus des buts multiples : irrigation, soutien d'étiage, écrêtement de crues, alimentation en eau industrielle ou potable, tourisme, etc.*

Les études doivent préciser les coûts d'investissement nécessaires, leur étalement, les coûts d'exploitation et les actifs apportés par la production capitalisée. Elles doivent déterminer le meilleur investissement pour utiliser le gisement hydraulique et limiter les impacts sur l'environnement.

Un aménagement hydroélectrique comprend un ***barrage*** *créant une retenue d'eau plus ou moins importante, une* ***prise d'eau*** *dans cette retenue, des* ***ouvrages d'amenée****, une* ***usine de production****, une* ***restitution au cours d'eau****, une* ***ligne d'évacuation d'énergie*** *et des accès aux sites.*

Le lecteur est invité à consulter les articles suivants :
— sur l'évaluation des risques naturels [C 3 295] ;
— sur les barrages [C 5 555] ;
— sur les aménagements hydroélectriques [B 4 405] ;
— sur les turbines hydrauliques [B 4 402] et [B 4 407] ;
— sur les alternateurs [D 3 550], [D 3 551], [D 3 552] et [D 3 775] ;
— sur les petites centrales hydrauliques [D 3 930].

Notations et symboles

Symbole	Unité	Désignation
C_e	kWh/m^3	Coefficient énergétique de l'équipement
h	m	Hauteur brute de chute
h_n	m	Hauteur de chute nette
I_p		Indice de productibilité
k		Coefficient
L	m	Longueur
M	m^3/s	Module, débit moyen interannuel
P	W	Puissance installée
P_g	W	Puissance garantie
Q	m^3/s	Débit de turbine
Q_c	m^3/s	Débit de pointe

Notations et symboles

Symbole	Unité	Désignation
Q_e	m^3/s	Débit d'équipement
Q_j	m^3/s	Débit moyen journalier
q_m	L · s^{-1} · km^{-2} (ou m/s)	Débit spécifique
S	m^2	Surface
V	m^3	Volume
W_{aa}	kWh	Production réelle annuelle
W_{ap}	kWh	Productible moyen annuel
W_{pm}	kWh	Productibilité annuelle
W_t	W	Puissance de turbine
ν_t		Rendement de turbine

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

1. Ressources naturelles

La puissance hydraulique utilisable est proportionnelle au **débit** d'eau et à la **hauteur de chute** d'eau. L'utilisation des ressources nécessite donc une connaissance de l'environnement du cours d'eau.

1.1 Topographie et géologie

La **topographie** permet de connaître précisément la surface du bassin versant qui alimente la rivière, son altitude, ce qui conditionne le régime des écoulements. Le profil en long de la rivière permet de situer le barrage et les ouvrages de dérivation pour optimiser le ratio entre la longueur des ouvrages de dérivation et la hauteur de chute (L/h) (voir l'article [C 5 555] sur les barrages).

La **topologie des versants** permet de situer les ouvrages importants. Un barrage se situe au verrou rocheux à la sortie d'une cuvette, la centrale se situe dans une cuvette utilisant au mieux la chute avec des longueurs d'ouvrages d'amenée réduites.

La **géologie** permet de préciser la faisabilité des ouvrages. La cuvette du barrage doit être étanche sans grands travaux d'étanchéité complémentaire. La géologie du verrou détermine la faisabilité du barrage et son type. Les propriétés mécaniques du verrou doivent permettre de reprendre les forces appliquées au barrage.

Les **données sismologiques** de la région permettent de déterminer la tenue aux séismes du projet. Elles servent pour les calculs des structures.

Les **glissements de terrain** éventuels sont répertoriés et leurs évolutions prises en compte pour évaluer leur dangerosité par rapport à la retenue.

1.2 Hydrologie

Elle précise les apports d'eau, leur évolution selon les saisons, leur régularité et les phénomènes extrêmes, mais aussi les transports solides du cours d'eau. On classe les régimes de débit de la façon suivante :

— **régime glaciaire** avec des débits importants en été jusqu'en août ;
— **régime nival** lors de la fonte de la neige au printemps ;
— **régime pluvial** océanique ou tropical selon les latitudes ;
— **régime complexe** pour les grands fleuves qui ont des bassins versants très diversifiés ;
— **régime particulier** comme les régimes cévenols ou méditerranéens.

Rappel historique

Depuis l'Antiquité, la force de l'eau a été utilisée pour des utilisations mécaniques (moulins, forges, scieries...). Au XIX^{e} siècle, de grandes évolutions conduisent au concept des centrales hydroélectriques d'aujourd'hui. Dès 1827, les **turbines** font leur apparition, améliorant l'efficacité et la puissance captée par les roues à aubes. En 1869, la première **conduite forcée** permet d'utiliser une chute de 200 m et 700 kW, portée à 500 m et 1 800 kW en 1882. Parallèlement, la découverte des lois de l'électromagnétisme permettant de transformer l'énergie mécanique en énergie électrique conduit à la mise au point de l'**alternateur**. Enfin, les premières **lignes de transport** (1883) permettent d'utiliser l'électricité loin des sites de production et conduiront à la création des réseaux de transport et de distribution de l'électricité chez les consommateurs.

Les électriciens ont contribué à bien connaître l'hydrologie des bassins qui est répertoriée dans des annuaires à disposition de tous les utilisateurs de l'eau. Les valeurs des débits journaliers sont connues de façon précise au niveau d'une centrale car le débit turbiné est déduit de la production journalière grâce aux caractéristiques de la turbine. En site vierge, les débits ont été établis par une station de jaugeage, ou limnimétrique, au plus près des sites envisagés. En effet, les précipitations ne se transforment pas en totalité en écoulement, une partie non négligeable retourne dans l'atmosphère par évaporation et transpiration et une autre dans les nappes souterraines par infiltration. En France, ces pertes représentent près des deux tiers des précipitations. En montagne, le stock neigeux est utile à connaître pour estimer l'équivalence en écoulement, les pertes pouvant être importantes par sublimation (15 à 20 %).

Les chroniques de débits journaliers sur la plus grande période connue permettent de définir les valeurs qui permettront le dimensionnement économique des ouvrages :

— le débit moyen journalier (Q_j en m^3/s), moyenne des débits de chaque jour ;
— le module ou débit moyen interannuel (M en m^3/s), moyenne des 365 débits journaliers ;
— le débit de pointe de la plus grande crue connue Q_c ;
— le débit spécifique moyen annuel $q_m = M/S$, S étant la surface du bassin versant.

Le débit spécifique q_m permet de comparer les bassins versants et de calculer les débits moyens par interpolation entre stations de jaugeage. En Europe, leur valeur varie de 20 L · s^{-1} · km^{-2} en montagne à 6 L · s^{-1} · km^{-2} en plaine.

La courbe chronologique des débits moyens journaliers et, si les chroniques sont suffisantes, les courbes d'occurrence à différents pourcentages de Q_j permettent de calculer les productions potentielles brutes.

La courbe des débits Q_j classés par ordre décroissant permet de définir le nombre de jours dépassant une valeur déterminée (figure **1**).

La courbe des débits cumulés sur une année tracée pour des années moyennes et extrêmes permet de préciser le volume de la retenue.

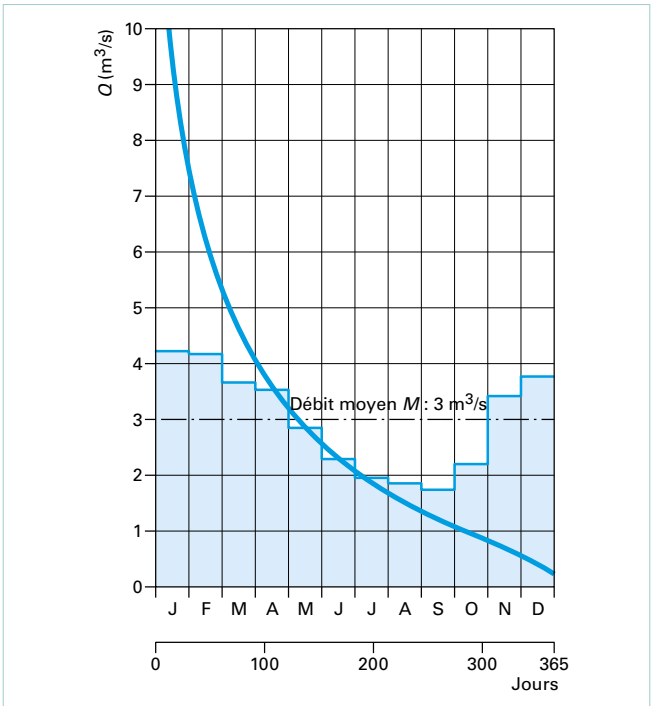


Figure 1 – Courbe des débits classés et répartition des débits moyens mensuels

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

1.3 Étude des crues

L'aménagement ne doit en aucun cas aggraver les conséquences des crues et si possible les atténuer. La connaissance des crues est nécessaire pour dimensionner les évacuateurs et la déviation provisoire pendant la construction du barrage.

Dans les bassins versants de montagne, les crues sont produites par la fonte rapide des neiges due en général à un vent chaud (le fœhn) suivi de pluies chaudes. En plaine, elles sont surtout dues à des épisodes pluvieux importants et longs.

La connaissance des épisodes de crues enregistrés dans les chroniques et les connaissances des précipitations et du bassin permettent de déterminer par des méthodes statistiques les probabilités d'ordre 10^{-n}, $n = 1$ à 4, des crues extrêmes et leurs hydrogrammes. Ces méthodes reconnues internationalement par la Commission internationale des grands barrages (CIGB) sont le GRADEX (gradient de valeur extrême de précipitation) ou la PMP (pluie maximum probable). Bien que les bases de calcul soient enrichies avec chaque épisode de crue importante, ces méthodes statistiques sont basées sur des chroniques restreintes à quelques décennies. Des renseignements complémentaires, administratifs ou témoignages oraux, sur les phénomènes extrêmes sont à rechercher auprès des riverains et des responsables locaux pour compléter la connaissance du cours d'eau.

1.4 Qualité de l'eau

L'eau des cours est toujours chargée des matières solides d'érosion qu'elle engendre et l'aménagement modifie les dépôts habituels de ceux-ci. En montagne, ce sont surtout des rochers, des cailloux, des graviers ; en plaine plutôt des sables et limons. Les conséquences sont :

— l'envasement des retenues qui en diminue la capacité et surtout risque de gêner le fonctionnement des organes de vidange ;

— l'envasement des canaux qui augmente les pertes de charge et diminue les gabarits sur les canaux navigables ;

— l'usure des matériels, principalement des turbines.

La grosseur des éléments solides et la vitesse de l'eau conditionne le dépôt, le roulage sur le fond ou le maintien en suspension.

Les études théoriques confortées par des essais sur modèles dans des laboratoires spécialisés permettent de préciser le dimensionnement des ouvrages de dégravement, des organes de chasse sur les prises en rivière, et les fréquences de dragage dans les canaux.

Nota : ces laboratoires spécialisés sont le Laboratoire national d'hydraulique (LNH) à Chatou, la Société grenobloise d'études et d'applications hydrauliques (Sogreah), l'Institut hydraulique de Grenoble, l'Institut hydraulique de Toulouse, le Laboratoire des machines hydrauliques de l'École polytechnique fédérale de Lausanne.

Les qualités chimiques des eaux, en particulier le pH et la dureté, sont à connaître pour déterminer les qualités des bétons à utiliser et les protections des matériels.

2. Impact environnemental

2.1 Effets des barrages

■ **Submersion des terrains** : la construction d'un barrage et sa mise en eau ont un impact foncier et social par l'inondation des terrains agricoles ou forestiers et l'éventuel déplacement de population. La retenue influe sur les niveaux des nappes phréatiques et sur les sources et peut influer sur les glissements de terrain des versants. Et enfin, la masse d'eau des retenues importantes peut provoquer des microséismes locaux au premier remplissage.

■ **Risques de rupture** : un barrage stocke une énergie potentielle énorme. Bien que l'amélioration des techniques de construction, la surveillance et l'auscultation des barrages, l'amélioration des connaissances hydrométéorologiques et géologiques, réduisent le risque de rupture, il ne peut être considéré comme nul. Les principales causes de rupture sont l'insuffisance des évacuateurs de crues (sur les barrages en terre ou en enrochements) et le mauvais comportement des fondations (en général au premier remplissage).

■ **Obstacle sur les transports solides** : les corps flottants sont arrêtés, ce qui peut constituer un moyen de nettoyer la rivière. Les transports solides sont stockés dans le réservoir. En se déposant dans la retenue, les limons en diminuent la capacité ; un amoncellement trop important contre le barrage peut conduire à obstruer les vidanges de fond. Des chasses doivent être pratiquées lors des crues pour diminuer cet impact.

■ **Conséquences du stockage de l'eau** : le stockage de l'eau conduit à une stratification thermique et chimique dans les retenues. En profondeur, la température reste voisine de 4 °C et, en surface, l'eau subit les influences de l'air (température, vent). Le ralentissement du courant amène une évolution de la flore (plancton, algues). Si les sédiments sont chargés en nitrates ou phosphates, cette évolution peut aller jusqu'à l'eutrophisation qui conduit à une réduction de l'oxygène dissous et à la modification de la faune.

Les grandes retenues peuvent apporter des modifications locales de climat en augmentant l'évaporation de l'eau et en favorisant l'apparition de brouillards. Dans les pays tropicaux, le développement des maladies parasitaires est favorisé.

2.2 Effets sur l'aval des barrages

■ **Érosion** : l'absence des limons stockés dans la retenue conduit, à l'aval, à une érosion du lit de la rivière. Il est parfois nécessaire de construire des seuils pour y remédier. Sur les grands fleuves qui irriguent des vallées alluvionnaires, le défaut de limons peut être néfaste à l'agriculture.

■ **Conséquences des canalisations** : les galeries d'amenée constituent un drainage des massifs traversés si elles sont à écoulement libre ou, au contraire, font une mise en pression du massif si elles sont en charge. L'hydrogéologie des versants doit donc être très étudiée avant les travaux, en particulier les sources et glissements de terrain.

■ **Suppression des crues moyennes** : les grands barrages permettent en général d'encaisser les crues petites ou moyennes. Les conséquences peuvent être néfastes à la reproduction des poissons qui profitaient des crues pour rejoindre les frayères. L'absence de crues favorise aussi l'envahissement des berges par la végétation, réduisant ainsi le passage d'une crue exceptionnelle.

En revanche, les crues exceptionnelles ne sont pas nécessairement atténuées par les barrages (sauf s'ils sont construits pour cela) et leurs dégâts sont toujours possibles.

L'endiguement des rivières de plaine peut accélérer les propagations de crues. Les consignes de gestion des crues doivent en tenir compte.

2.3 Impact économique local

Outre l'intérêt économique de la production d'électricité, l'aménagement a des incidences sur le développement local avec la construction d'équipements, de voies d'accès et de communication

Toute reproduction sans autorisation du Centre français d'exploitation du droit de copie est strictement interdite.
©Techniques de l'Ingénieur

(ponts, route sur le barrage). Les équipements hydroélectriques sont très capitalistiques et les incidences sur les taxes locales sont importantes. La création d'emplois directs d'exploitation n'est pas très importante, mais elle se fait souvent dans des zones à faible densité de population. La présence de plan d'eau permet de créer un attrait touristique important (Serre-Ponçon, Vassivière). Certaines retenues ont des intérêts multiples outre la production d'électricité, comme l'irrigation, la navigation, l'alimentation domestique, la régulation des débits (écrêtage des crues, soutien d'étiage). La navigation est développée par l'adjonction d'écluses sur les ouvrages (Rhin, Rhône).

3. Aménagements

3.1 Caractéristiques d'une chute

Le **débit d'équipement** et la **hauteur de chute** sont les paramètres principaux définissant le projet. La **puissance installée** P (exprimée en kilowatts) se calcule par la formule :

$$P = k \cdot Q_e \cdot h$$

avec k un coefficient dépendant du rendement global de l'installation et tenant compte des pertes de charge le long du circuit hydraulique et des rendements globaux de la centrale ($k \approx 8$),

Q_e le débit d'équipement (m^3/s),

h la hauteur brute (m).

La **productibilité annuelle** W_{pm} (kWh) d'un site est la production qui serait faite à partir des débits moyens journaliers utilisables (Q_j diminués des débits réservés à la prise) dans des conditions idéales d'exploitation (pas de perte d'énergie, disponibilité totale).

Le **productible moyen** d'une année W_{ap} (kWh) correspond à la production d'une année calculée avec les débits journaliers utilisables. L'**indice de productibilité** $I_p = W_{ap}/W_{pm}$ dépend des apports de l'année.

La **production réelle** d'une année W_{aa} (kWh) est l'énergie réellement produite compte tenu des éventuels déversements en crues ou des pertes liées aux indisponibilités des équipements.

La **puissance garantie** P_g (W) est la puissance disponible à coup sûr à une période déterminée. Elle a une valeur importante pour la conduite des réseaux.

Le **coefficient énergétique** de l'équipement C_e est la valeur en kilo-

Exemple : centrales de Herdecke (1930) et Waldeck (1933) en Allemagne, du Lac-Noir (1939) dans les Vosges.

On distingue :

— le pompage journalier (temps de remplissage du bassin supérieur < 8 h) ;

— le pompage hebdomadaire (temps de remplissage < 50 h en fin de semaine) ;

— le pompage saisonnier ou mixte : pompage et gravitaire.

Un cas particulier de pompage existe avec la **centrale marémotrice de la Rance**. Cette centrale équipée de 24 groupes bulbes réversibles peut turbiner en direct de la rivière vers la mer à marée basse, en inverse de la mer vers la rivière à marée haute, et selon le coût de l'électricité pomper de la mer vers la rivière pour produire plus à une heure de pointe.

3.3 Valeur économique d'un aménagement

Avant l'ouverture des marchés de l'électricité dans les réseaux intégrés, l'actif d'un aménagement hydraulique se faisait par comparaison de son coût à celui d'une centrale à combustible produisant les mêmes services en production et en réglage. À l'avenir, les décisions dépendront de l'évolution des besoins en hydroélectricité mais les valeurs à prendre en compte sont toujours les suivantes.

Coût de l'énergie hydroélectrique : il se décompose ainsi :

— coût d'amortissement de l'équipement, important car les investissements sont lourds mais, les ouvrages étant robustes, la durée d'amortissement peut être très longue (50 ans) ;

— charges financières selon le financement du projet ;

— charges d'exploitation comprenant la conduite, la maintenance, les taxes (souvent lourdes) ;

— provisions pour renouvellement des composants dont la durée de vie est plus courte que celle du titre administratif, et pour le maintien du potentiel de production ;

— coûts du transport jusqu'au client.

Valeur de la production

● La ***valeur de l'énergie produite*** est très différente dans le temps :

— dans la journée, selon les heures : creuses de nuit, pleines de jour, de pointe (matin et soir) ;

— dans la semaine (creux de samedi et dimanche) ;

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

Référence Internet
D4009

Production d'électricité par petites centrales hydroélectriques

par **Pierre LAVY**

Ingénieur École Nationale Supérieure d'Ingénieurs en Électrotechnique de Grenoble
Ancien Directeur de filiale de petites centrales
Ancien Directeur Technique de l'Hydraulique d'EDF, Saint Denis, France

Note de l'éditeur

Cet article est la réédition actualisée de l'article D4009 intitulé « Production d'électricité par petites centrales hydroélectriques » paru en 2004, rédigé par Pierre Lavy.

1.	**Études et définition de l'équipement**	D 4 009v2 - 2
1.1	Études préliminaires	— 2
1.2	Études de faisabilité	— 3
1.3	Avant-projet détaillé	— 4
2.	**Déroulement du projet**	— 4
2.1	Démarches administratives	— 4
2.2	Avancement du projet	— 4
3.	**Génie civil et infrastructures**	— 5
3.1	Type d'aménagement	— 5
3.2	Ouvrages de retenue	— 5
3.3	Ouvrages annexes	— 6
3.4	Ouvrages de dérivation	— 6
3.5	Usine de production	— 8
3.6	Ligne de livraison d'énergie	— 10
3.7	Accès aux sites	— 10
4.	**Matériels hydrauliques**	— 10
4.1	Turbines	— 10
4.2	Vannes	— 12
4.3	Grilles et évacuation des corps flottants	— 14
5.	**Matériels et services auxiliaires, matériels électriques**	— 15
5.1	Matériels et services auxiliaires	— 15
5.2	Matériels électriques	— 15
6.	**Automatismes et conduite. Exploitation**	— 17
6.1	Régulation de vitesse (RV)	— 17
6.2	Régulation de tension (RU)	— 17
6.3	Automatismes de conduite et protection	— 17
6.4	Exploitation	— 18
7.	**Conclusion**	— 18
8.	**Glossaire**	— 18
Pour en savoir plus		Doc. D 4 009v2

L'énergie hydroélectrique est une composante essentielle des énergies renouvelables et de la réduction de l'effet de serre.

En France comme en Europe, les aménagements importants ont été construits dans les décennies passées. Leur exigence de forte capitalisation et leur longue durée de vie font que la « grande » hydraulique n'a plus de déve-

Copyright © – Techniques de l'Ingénieur – Tous droits réservés

Parution : mai 2017

loppement important en Europe. Cependant, elle demeure un élément fondamental pour la régulation et la stabilité des grands réseaux interconnectés, du fait de sa souplesse d'utilisation, de sa rapidité de réponse et de sa disponibilité. Ces qualités sont de plus en plus indispensables pour compenser l'irrégularité des productions éolienne et solaire.

Les réglementations nationales et européennes, favorisant le développement des énergies renouvelables, ont été mises en place pour diminuer les productions d'énergies polluantes ou accentuant l'effet de serre. La transition énergétique voulue par la COP 21 a fixé des objectifs ambitieux. Des politiques de prix ont été proposées aux industriels pour développer les énergies renouvelables, et la petite hydraulique reste la meilleure réponse aux enjeux de production écologique.

Dans les pays en développement, le rôle des petites centrales hydrauliques est plus important, dans la mesure où les réseaux sont moins puissants et la diversité des solutions hydrauliques permet des solutions locales et décentralisées de production.

Le lecteur intéressé sur le sujet pourra trouver des informations complémentaires en particulier sur les machines dans [D 3930], [D 4008] et [B 4407].

Terminologie

Les instances européennes appellent « petits aménagements hydroélectriques » ceux dont la puissance n'excède pas 12 MW (loi de février 2002).

En France, ce parc représente plus de 1 800 centrales, totalisant une puissance de 2 000 MW et un productible de 8 500 GWh.

Ces petits aménagements hydroélectriques, dont la plupart sont au fil de l'eau, ne jouent aucun rôle dans la gestion d'un grand réseau et, de ce fait, peuvent admettre des simplifications, tant au niveau de la conception (standardisation, simplification des circuits) que de l'exploitation, tout en assurant une sécurité publique maximale par rapport aux personnes et aux biens.

La conception des ouvrages et des matériels ne doit pas se limiter à une simple réduction homothétique de ceux des grosses centrales, mais doit répondre à des objectifs de :
– simplicité ;
– grande fiabilité ;
– durée de vie égale à celle du titre administratif, en général de 30 ans.

La conception doit intégrer la nécessité d'une maintenance minimale et d'une périodicité rare. L'exploitation doit être simple et pouvoir être assurée par du personnel non spécialisé. Pour cela, la conduite et le fonctionnement sont entièrement automatiques avec des équipements fiables et sûrs, et des réglages optimisant la production.

1. Études et définition de l'équipement

Un aménagement hydroélectrique comprend :
– une prise d'eau en rivière ou dans une retenue ;
– des ouvrages d'amenée ;
– une usine de production ;
– une restitution au cours d'eau ;
– une ligne d'évacuation d'énergie ;
– des accès aux sites.

La définition d'un équipement hydraulique se fait après une succession d'études visant à déterminer le meilleur investissement pour utiliser le gisement hydraulique. Le coût des études, s'il doit rester modeste (10 à 15 % du projet), doit conduire à minimiser les risques économiques.

1.1 Études préliminaires

Les études doivent prendre en compte l'ensemble des paramètres physiques et administratifs de l'environnement du projet. Trop de projets, dans le passé, ont manqué d'études approfondies et ont conduit à des résultats économiques décevants.

Ces études ciblent deux objectifs :

– la **sûreté** pour être irréprochable relativement aux conditions environnementales et exemplaire pour le public ;
– la **rentabilité** pour assurer l'économie du projet et le développement de l'hydraulique.

Elles doivent débuter par la recherche de la meilleure utilisation du gisement de la rivière, pour préserver l'avenir d'autres projets. Pour cela, il faut rassembler les renseignements géographiques, géologiques, climatiques, hydrologiques, hydrogéologiques, et rechercher les divers documents sur la région. Les situations les plus propices seront recherchées pour la prise d'eau et la restitution.

Les études hydrologiques doivent être poussées pour optimiser le débit d'équipement et assurer la meilleure rentabilité du projet. Le module (la moyenne interannuelle calculée sur le plus grand nombre d'années possible), les valeurs moyennes mensuelles et les valeurs extrêmes (figure **1**), en crue et en étiage, doivent être recherchés pour estimer les recettes en année normale, en année extrêmement sèche et aussi pour prévoir les équipements en rivière qui permettront de passer les crues extrêmes, sans dommage pour l'installation et l'environnement.

Beaucoup de données sur des chutes et débits des rivières françaises sont recensées dans les annuaires hydrologiques des services hydrologiques de l'administration, des agences de bassins ou autres utilisateurs des rivières. Les renseignements oraux sur les phénomènes extrêmes sont à rechercher auprès des riverains et des responsables locaux pour compléter la connaissance de la rivière. Les laisses de crues seront repérées pour corroborer les dires.

Copyright © – Techniques de l'Ingénieur – Tous droits réservés

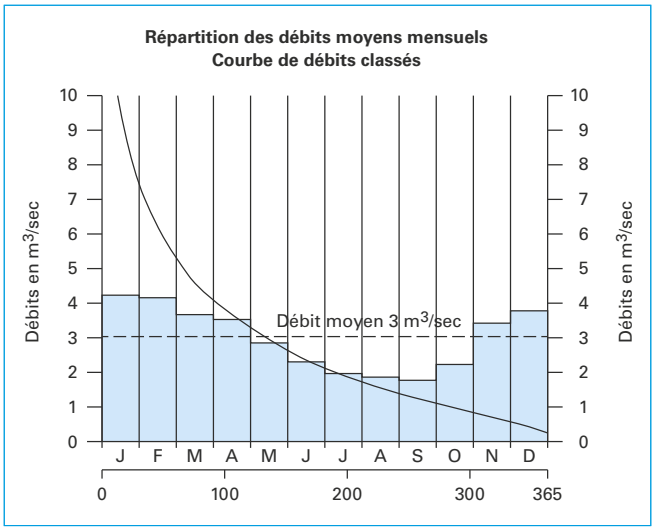

Répartition des débits moyens mensuels
Courbe de débits classés
Débits en m3/sec
Débit moyen 3 m3/sec
J F M A M J J A S O N D
0 100 200 300 365

Figure 1 – Courbe des débits classés (nombre de jours atteignant cette valeur de débit) et débits moyens mensuels

Sur certains cours d'eau, et en cas d'incertitude, il peut s'avérer nécessaire d'installer un limnigraphe près du site prévu de la prise d'eau. Ces appareils s'installent au plus tôt, dans un endroit calme, pour avoir le plus possible de mesures significatives. Il est conseillé de faire installer et suivre les mesures par le cabinet qui fera l'étude d'impact du projet. Ses hydrologues doivent être à même d'étalonner et d'assurer des données de qualité.

La qualité de l'eau (pH, dureté, pureté) est à mesurer à divers moments de l'année et sera à fournir pour les consultations des entreprises. Les transports solides et les corps flottants seront suivis dans les situations de crues et d'étiages pour estimer les risques de sédimentation et d'abrasion.

1.2 Études de faisabilité

1.2.1 Définition du schéma d'aménagement

À partir des éléments permettant de situer les ouvrages du projet, il est nécessaire de préciser les éléments du projet. Une cartographie des lieux, au 1/50 000 ou 1/25 000, est utilisée pour déterminer les accès et le passage de lignes électriques, et les relevés cadastraux pour connaître les propriétaires des terrains concernés. Les levés de terrain sont indispensables pour préciser la dénivellation et, pour les centrales qui ne sont pas au fil de l'eau, le passage possible des ouvrages de dérivation.

Si une retenue est projetée, le calcul de sa capacité nécessite un relevé topographique (1/1 000) au sol pour être précis. Pour les retenues importantes (ce qui est rare pour de petites centrales), des relevés très précis des lignes d'eau seraient nécessaires pour vérifier les points singuliers (affluents, col…).

Une première esquisse des ouvrages de prise, de dérivation (canal, conduite…), de l'usine et de la restitution est tracée.

Si la géologie locale est incertaine ou variée, il sera utile de demander l'avis d'un géologue sur le tracé des ouvrages. Des sondages doivent être faits, de toute façon, au niveau des ouvrages importants pour en préciser l'importance ou, au moins, faire des tranchées de reconnaissance. La situation des nappes phréatiques et des sources environnantes devra être connue.

1.2.2 Définition de l'équipement

Le débit d'équipement est le paramètre principal définissant le projet. Plusieurs variantes sont étudiées pour comparer leurs coûts et les recettes correspondantes.

Il s'agit d'abord d'établir le productible. Le productible moyen W_{pm} correspond à la production d'une année calculée avec des débits journaliers, qui sont la moyenne des débits de ce jour, observés sur la plus grande période possible et en utilisant tous les débits.

L'énergie produite dépendra du débit d'équipement. La puissance installée P (kW) se calcule par la formule :

$$P = k \cdot Q_e \cdot h$$

avec k coefficient dépendant du rendement global de l'installation, tenant compte des pertes de charge le long du circuit hydraulique et des rendements de chaque machine, turbine, multiplicateur, alternateur, transformateur, auxiliaire. Pour les machines importantes et en première approximation, on peut prendre $k = 8$, entre 6 et 8 pour les machines plus faibles,

Q_e débit d'équipement (m^3/s),

h hauteur brute (m).

Le productible théorique W_t se calcule à partir de cette puissance et des données hydrologiques limitées au débit Q_e d'équipement. Pour cela on utilise la courbe des débits classés qui trace le nombre de jours où le débit est supérieur à un débit donné (cf. § 1.3 de [D 4008]).

La puissance des micro-ordinateurs actuels permet de calculer la production sur la durée des chroniques de débit et de préciser la production moyenne possible. Pour les installations avec réservoir, ces simulations de fonctionnement sont impératives.

La recette annuelle théorique découlera des négociations sur les tarifs avec l'acheteur sur les bases des productibles théoriques sur les différentes périodes tarifaires.

1.2.3 Dimensionnement des ouvrages et des matériels

Les ouvrages du circuit d'eau sont dimensionnés pour le débit d'équipement retenu. Si l'équipement comporte un réservoir, les dimensions du barrage sont déterminées par le volume à stocker et les courbes de capacité déduites des levés topographiques. Il faut aussi prévoir la gestion des transports solides et les équipements nécessaires aux chasses, dégravages ou curages.

Les ouvrages de prise et d'amenée sont dimensionnés pour obtenir un compromis économique entre pertes de charges et coût. En effet, les pertes de charge aux grilles de prise, dans le canal ou la conduite d'amenée, diminuent quand leur section augmente. Leur coût, calculé sur les bases du contrat espéré de vente de l'énergie, est à comparer au surcoût de l'augmentation de section de passage (cf. § 4.3.2 de [D 4008]).

Dans le cas de production en réseau séparé (village isolé), le calcul se fait sur le coût comparé d'une production par d'autres moyens (thermique, éolien, solaire…).

Le nombre de groupes de production dépend de l'amplitude des variations de débit et des possibilités de fonctionnement à différentes charges du type de groupe, si l'intérêt économique le justifie. Le type de turbine dépendant du débit turbiné et de la hauteur de chute, le choix se fait à partir d'abaques qu'utilisent les constructeurs.

Copyright © – Techniques de l'Ingénieur – Tous droits réservés.

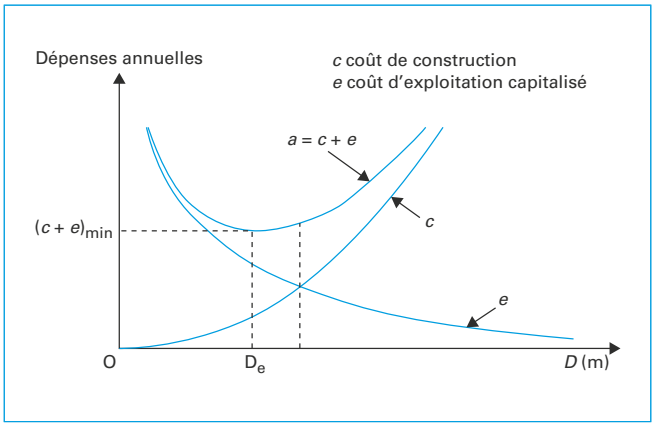


Figure 2 – Détermination de l'optimum économique

Le choix de la solution retenue correspondra à l'optimum entre le coût de la construction et la valorisation de la quantité d'énergie produite (figure **2**).

Le coût du génie civil se fait à partir des « prix d'ordre » des travaux majorés pour tenir compte des aléas techniques. Cette majoration peut varier de 10 à 50 % par poste, en fonction des incertitudes laissées par les études préliminaires. Le coût des matériels se fait à partir des propositions estimatives faites par les constructeurs.

Les devis doivent tenir compte de tous les postes :

– dossier d'impact et mesures compensatoires ;
– accès ;
– ouvrages de génie civil ;
– matériels et équipements hydrauliques et électriques ;
– évacuation de l'énergie ;
– ingénierie et intérêts intercalaires éventuels.

Le choix entre plusieurs variantes se fera par une étude économique et financière pour déterminer la plus rentable.

1.3 Avant-projet détaillé

Il permet une mise au point du projet pour rédiger les pièces définitives des appels d'offres aux différents corps de métiers. Pour confirmer les données des études précédentes et pour éviter les contestations éventuelles des entreprises et fournisseurs, les plans et les exigences techniques doivent être précisés :

– dimensionnement des ouvrages de prise, canaux, galerie, cheminée d'équilibre, conduite forcée, canal de fuite ;
– définition de l'agencement de la centrale avec le circuit d'eau, l'emplacement des groupes et des matériels auxiliaires, les facilités de maintenance, les circuits de ventilation, les dispositions d'hygiène et de sécurité du personnel. Le plan de masse précisera les charges statiques et dynamiques des machines et permettra à l'architecte de proposer un projet de permis de construire ;
– définition des groupes : type et puissance de la turbine, vitesse nominale, type et puissance du générateur ;
– implantation des groupes : axe (vertical, horizontal, oblique), calage par rapport aux niveaux amont et aval, niveaux des planchers ;
– caractéristiques des machines en marche normale et transitoire, inertie des parties tournantes et tenue à l'emballement, conditions de survitesse et surpression, intensité de court-circuit et conditions de surtension ;
– définition des procédés de montage et d'entretien définissant les dispositifs de manutention, les charges à supporter, les plages de montage et stockage ;
– définition des services et appareils auxiliaires et de leur emplacement, des transformateurs du poste électrique et des automates ;
– définition des conditions de raccordement au réseau d'électricité et conditions du contrat de vente ;
– définition des asservissements et régulations de vitesse et tension, des principes de conduite, des automatismes de protection et des télécommunications ;
– établissement du programme des travaux et des échéances administratives et financières.

2. Déroulement du projet

2.1 Démarches administratives

Elles sont liées à la réglementation du pays pour obtenir :

– le titre administratif (autorisation préfectorale si la puissance est inférieure à 4 500 kW, ou concession au-delà) ;
– le cahier des charges ou règlement d'eau ;
– les autorisations locales (permis de construire, de passage, contrat de vente…).

Un dossier d'impact est nécessaire pour déposer la demande de titre. L'étude pour établir ce dossier pouvant demander une année d'observations, il faut la lancer auprès d'une société spécialisée dès que la décision de réaliser est prise.

La réalisation du projet peut s'effectuer selon les capacités du maître d'ouvrage, selon les modalités suivantes ou toute solution intermédiaire :

– un contrat unique est passé à un entrepreneur général, qui prend la responsabilité de la coordination du chantier, entre sa propre intervention et ses sous-traitants fournisseurs de travaux ou matériels, qui ne sont pas de sa compétence ;
– des contrats distincts sont confiés à des entreprises et fournisseurs spécialisés.

Dans tous les cas, les règles d'appel d'offres en vigueur sont à respecter, et les responsabilités du maître d'ouvrage à bien cerner. En général, pour les petites centrales, trois lots principaux sont envisageables.

1. Le génie civil et les études d'exécution (par un bureau spécialisé ou par l'entrepreneur) ;

2. L'électromécanique pour les groupes turbine-alternateur et les matériels du circuit hydraulique : grilles de prise, dégrilleur, vannes et accessoires…

3. Équipements électriques : circuits de haute et basse tension, transformateurs, armoires de poste, automatismes, télésurveillance, services généraux.

Les spécifications des ouvrages ou matériels doivent porter sur les fonctions principales attendues du projet et laisser le prestataire libre de rechercher les solutions économiques et fiables qui respectent les fonctions et garanties à attendre du projet.

Les garanties demandées doivent assurer l'économie du projet dans la durée du titre et la sûreté des ouvrages et de l'exploitation. Outre les contrôles réglementaires ou normalisés, les garanties exigées doivent pouvoir être contrôlées.

2.2 Avancement du projet

L'analyse des offres peut amener à des négociations sur des précisions de réalisation ou réserve du soumissionnaire, à l'exa-

Copyright © – Techniques de l'Ingénieur – Tous droits réservés

men de variantes ou programme des travaux, aux conditions de paiements. Après accord, les contrats peuvent être signés et les travaux peuvent démarrer.

Durant les travaux, sur le site comme dans l'usine, les contrôles prévus sont exécutés et, à la fin de chaque lot, leur réception sera faite conformément aux règles commerciales en vigueur.

La mise en service se fait sous la responsabilité des prestataires, après vérification de fonctionnement des sous-ensembles :

– mise sous tension des auxiliaires ;
– mise en eau des circuits hydrauliques ;
– rotation du groupe à vide puis couplage ;
– essais électriques ;
– essais en phases transitoires (déclenchements en charge, survitesse...).

Le transfert de propriété des fournitures se fait selon les conditions des contrats et doit être associé à la fourniture des dossiers de maintenance avec les comptes rendus de mise en service.

3. Génie civil et infrastructures

3.1 Type d'aménagement

Un aménagement hydroélectrique est adapté au site et toutes les fonctions hydrauliques citées au paragraphe 1 ne sont pas toujours nécessaires. Le classement habituel se fait d'après la hauteur de chute utilisée.

Les basses chutes sont des chutes sur les seuils et barrages des cours d'eau ou canaux, généralement sans longue dérivation (figure **3**).

Les chutes moyennes et hautes chutes peuvent être sans dérivation si elles sont incluses dans un barrage, avec un ouvrage d'amenée (galerie, canal ou conduite) et un ouvrage en charge (conduite forcée), une cheminée d'équilibre peut alors s'avérer nécessaire entre ces deux derniers ouvrages (figure **4**).

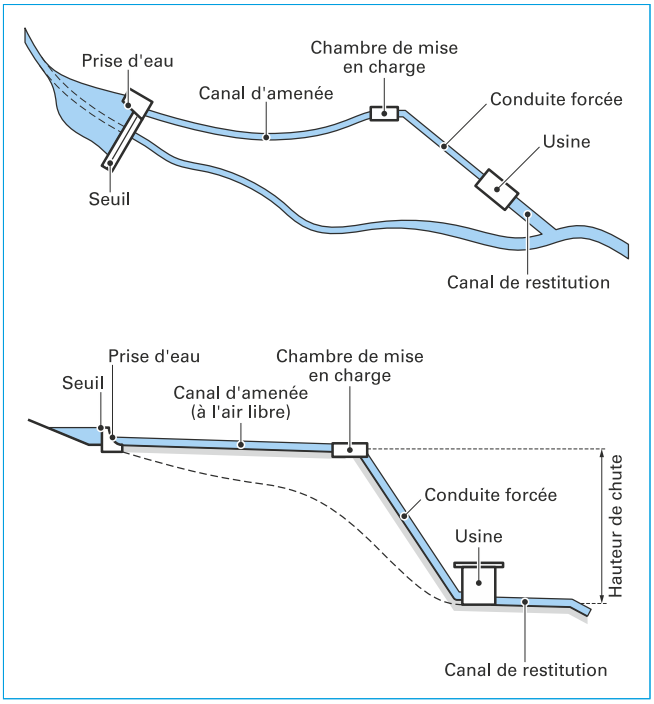


Figure 4 – Chute avec dérivation

3.2 Ouvrages de retenue

Un seuil est un barrage de faible hauteur dont la fonction est de maintenir un plan d'eau pour dériver une partie du débit dans un canal ou dans l'admission d'une turbine.

Un barrage est un ouvrage créant une surélévation significative du plan d'eau et permettant un stockage plus ou moins important des débits.

Les technologies utilisées dépendent beaucoup de la géologie locale pour définir l'étanchéité et fournir les matériaux de construction.

La suite de cet article ne fait pas partie de l'extrait en consultation gratuite.

Si vous souhaitez accéder au contenu intégral de cette base documentaire, rendez-vous à la fin de ce document.

Et pour toute question sur nos offres d'abonnement, n'hésitez pas à contacter le service Relation clientèle au 01 53 35 20 20 ou par email à l'adresse infos.clients@teching.com.

TECHNIQUES DE L'INGÉNIEUR

Gagnez du temps et sécurisez vos projets en utilisant une source actualisée et fiable

RÉDIGÉE ET VALIDÉE PAR DES EXPERTS

MISE À JOUR PERMANENTE

100 % COMPATIBLE SUR TOUS SUPPORTS NUMÉRIQUES

SERVICES INCLUS DANS CHAQUE OFFRE

- + de 340 000 utilisateurs chaque mois
- + de 10 000 articles de référence et fiches pratiques
- Des Quiz interactifs pour valider la compréhension

SERVICES ET OUTILS PRATIQUES

Questions aux experts*
Les meilleurs experts techniques et scientifiques vous répondent

Articles Découverte
La possibilité de consulter des articles en dehors de votre offre

Dictionnaire technique multilingue
45 000 termes en français, anglais, espagnol et allemand

Archives
Technologies anciennes et versions antérieures des articles

Info parution
Recevez par email toutes les nouveautés de vos ressources documentaires

*Questions aux experts est un service réservé aux entreprises, non proposé dans les offres écoles, universités ou pour tout autre organisme de formation.

Les offres Techniques de l'Ingénieur

INNOVATION
- Éco-conception et innovation responsable
- Nanosciences et nanotechnologies
- Innovations technologiques
- Management et ingénierie de l'innovation
- Smart city – Ville intelligente

MATÉRIAUX
- Bois et papiers
- Verres et céramiques
- Textiles
- Corrosion – Vieillissement
- Études et propriétés des métaux
- Mise en forme des métaux et fonderie
- Matériaux fonctionnels. Matériaux biosourcés
- Traitements des métaux
- Élaboration et recyclage des métaux
- Plastiques et composites

MÉCANIQUE
- Frottement, usure et lubrification
- Fonctions et composants mécaniques
- Travail des matériaux – Assemblage
- Machines hydrauliques, aérodynamiques et thermiques
- Fabrication additive – Impression 3D

ENVIRONNEMENT – SÉCURITÉ
- Sécurité et gestion des risques
- Environnement
- Génie écologique
- Technologies de l'eau
- Bruit et vibrations
- Métier : Responsable risque chimique
- Métier : Responsable environnement

ÉNERGIES
- Hydrogène
- Ressources énergétiques et stockage
- Froid industriel
- Physique énergétique
- Thermique industrielle
- Génie nucléaire
- Conversion de l'énergie électrique
- Réseaux électriques et applications

GÉNIE INDUSTRIEL
- Industrie du futur
- Management industriel
- Conception et production
- Logistique
- Métier : Responsable qualité
- Emballages
- Maintenance
- Traçabilité
- Métier : Responsable bureau d'étude / conception

ÉLECTRONIQUE – PHOTONIQUE
- Électronique
- Technologies radars et applications
- Optique – Photonique

TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION
- Sécurité des systèmes d'information
- Réseaux Télécommunications
- Le traitement du signal et ses applications
- Technologies logicielles – Architectures des systèmes
- Sécurité des systèmes d'information

AUTOMATIQUE – ROBOTIQUE
- Automatique et ingénierie système
- Robotique

INGÉNIERIE DES TRANSPORTS
- Véhicule et mobilité du futur
- Systèmes aéronautiques et spatiaux
- Systèmes ferroviaires
- Transport fluvial et maritime

MESURES – ANALYSES
- Instrumentation et méthodes de mesure
- Mesures et tests électroniques
- Mesures mécaniques et dimensionnelles
- Qualité et sécurité au laboratoire
- Mesures physiques
- Techniques d'analyse
- Contrôle non destructif

PROCÉDÉS CHIMIE – BIO – AGRO
- Formulation
- Bioprocédés et bioproductions
- Chimie verte
- Opérations unitaires. Génie de la réaction chimique
- Agroalimentaire

SCIENCES FONDAMENTALES
- Mathématiques
- Physique Chimie
- Constantes physico-chimiques
- Caractérisation et propriétés de la matière

BIOMÉDICAL – PHARMA
- Technologies biomédicales
- Médicaments et produits pharmaceutiques

CONSTRUCTION ET TRAVAUX PUBLICS
- Droit et organisation générale de la construction
- La construction responsable
- Les superstructures du bâtiment
- Le second œuvre et l'équipement du bâtiment
- Vieillissement, pathologies et réhabilitation du bâtiment
- Travaux publics et infrastructures
- Mécanique des sols et géotechnique
- Préparer la construction
- L'enveloppe du bâtiment
- Le second œuvre et les lots techniques

www.techniques-ingenieur.fr

CONTACT : Tél. : + 33 (0)1 53 35 20 20 - Fax : +33 (0)1 53 26 79 18 - E-mail : infos.clients@teching.com